

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Исследование надежности подводных переходов»

УДК 622.692.4-027.45(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Урдаев Д.Е.		14.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		14.05.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			14.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			14.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		14.05.2018

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		14.05.2018

Томск – 2018г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров

по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<b>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Урдаеву Дмитрию Евгеньевичу

Тема работы:

«Исследование надежности подводных переходов»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.04.2018 г. №2736/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p style="text-align: center;"><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: подводный переход</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>– Обзор литературы по исследуемой проблемной области;</p> <p>– Анализ существующих методов строительства подводных переходов;</p> <p>– Изучение проблем надежности подводных трубопроводов;</p> <p>– Оценка надежности конкретного подводного трубопровода через реку Пяку-Пур.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент ОСГН ШБИП</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А., ассистент ООД ШБИП</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>01.02.2018</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		01.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Урдаев Дмитрий Евгеньевич		01.02.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Урдаеву Дмитрию Евгеньевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость проведения работ по сооружению подводного перехода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на проведение мероприятий, часовая тарифная ставка, районный коэффициент, заработная плата с учетом надбавок.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений.	Налоги, сборы, отчисления в порядке, установленном законодательством.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Выявление необходимых ресурсов и затрат при строительстве подводного перехода
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности строительства подводного перехода

**Перечень графического материала**

1. Диаграмма структуры материальных затрат, амортизационных отчислений, оплаты труда и накладных расходов.
--

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Юлия Сергеевна			12.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Урдаев Дмитрий Евгеньевич		12.03.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6А	Урдаеву Дмитрию Евгеньевичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место – расположено на открытом воздухе. Объектом исследования, является подводный переход.</i>
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение параметров климата при полевых работах;</li> <li>2. Повышенный уровень шума;</li> <li>3. Повреждения в результате контакта с насекомыми;</li> <li>4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха.</li> </ol> <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>3. Поражение электрическим током;</li> <li>4. Пожаро – и взрывоопасность.</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>	<p><i>Следующие факторы могут оказывать воздействие на окружающую среду:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-загрязнение атмосферного воздуха машинами и механизмами;</li> <li>-загрязнение водных ресурсов производственными отходами;</li> <li>-загрязнение земель отходами производства.</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>С целью охраны окружающей среды при строительстве подводных переходов должны предусматриваться:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- соблюдение всех действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды, а также СНиП 2.05.06-85*; СНиП III-42-80*; ВСН 014-89;</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>В процессе строительных работ не исключена возможность появления чрезвычайной ситуации в результате различных факторов.</i></p> <p><i>Наиболее частой является ЧС техногенного характера. В основе аварий могут лежать, как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств, предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Соблюдение всех действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды и организации рабочей зоны</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			14.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Урдаев Дмитрий Евгеньевич		14.03.2018



**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Уровень образования магистр  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.02.2018	Общие сведения об объекте и методах исследования	10
01.03.2018	Анализ методов диагностики линейной части трубопровода	15
16.03.2018	Применение прикладной интеллектуальной системы для определения технического состояния трубопровода	15
16.04.2018	Финансовый менеджмент	15
26.04.2018	Социальная ответственность	15
01.05.2018	Раздел на иностранном языке	10
10.05.2018	Заключение	5
15.05.2018	Презентация	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		01.02.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		01.02.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 157с., 15 рис., 18 таб., 65 источников, 1 прил.

*Ключевые слова:* диагностика, техническое состояния, методы неразрушающего контроля, экспертиза промышленного состояния, опасный производственных объект, подводный переход, надежность.

*Объект исследования:* подводный трубопровод.

*Цель работы:* анализ причин возникновения аварийных ситуаций на подводных трубопроводах. Выявление наиболее современного и надежного способа строительства ПП, прогнозирование остаточного ресурса конкретного трубопровода.

В процессе исследования были рассмотрены причины возникновения аварийных ситуаций, методики прокладки и реконструкции подводных трубопроводов. Проведен анализ по технической диагностике. Произведена оценка надежности и технического состояния подводного перехода через реку Пяку-Пур. Рассмотрены все моменты технического обследования. Проведен расчет остаточного ресурса данного трубопровода, Сделано построение модели данного трубопровода, расчет участка в программном продукте ANSYS. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

*Результаты исследования:* сделаны выводы по выбору наиболее надёжного метода сооружения ПП, сделано прогнозирование по остаточному ресурсу подводного перехода.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

### **Нормативные ссылки**

Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. с изменениями от 02 июня 2016 года,

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 538 от 14 ноября 2013 года (с изменениями на 9 марта 2016 года),

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 101 от 12 марта 2013 года),

П1-01.05 ТИ-0023 Технологическая инструкция компании «Оценка технического состояния промысловых трубопроводов ОАО «Роснефть» и его дочерних обществ» с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 24.07.2014 № 350,

РД 39-132-94 «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»,

РД 12-411-01 «Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов»,

РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»,

РД 39-067-91 «Методика прогнозирования технического состояния нефтепроводов на основе данных многократного диагностического обследования»,

РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования,

предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения».

ВРД 39-1.10-026-2001 «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов»,

ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ» Часть 1-2,

ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»,

ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»,

СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых трубопроводов»,

П1-01.05 С-0038 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» и его дочерних обществ»,

ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов»,

ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

### **Основные понятия и определения**

**авария:** разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

**давление номинальное:** наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода (МПа, кгс/см<sup>2</sup>).

**давление рабочее:** максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа, кгс/см<sup>2</sup>).

**инцидент:** отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса.

**отвод:** деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортируемого вещества.

**отказ:** прекращение выполнения функций оборудования по причине выхода из строя его отдельных узлов и деталей.

**переход:** фасонная деталь трубопровода, предназначенная для расширения или сужения потока транспортируемого вещества; в зависимости от способа изготовления переходы подразделяются на бесшовные, вальцованные и лепестковые.

**тройник:** фасонная деталь трубопровода для слияния или деления потоков транспортируемого вещества под углом от 45° до 90°; в зависимости от способа изготовления тройники подразделяются на бесшовные, сварные и штамповые.

**трубопровод:** сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

### **Обозначения и сокращения**

ГВС – газовоздушная среда;

ГЖ – горючие жидкости;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

КЛ – кабельная линия электропередач;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

НГ – негорючие вещества;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПП – подводный переход;

РД – руководящий документ;

РЭ – руководство по эксплуатации;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

СУГ – сжиженные углеводородные газы;

УЗК – ультразвуковой контроль;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

## Оглавление

Введение.....	19
Обзор литературы.....	22
1. Общие сведения о подводных переходах .....	23
1.1 Классификация подводных переходов .....	25
2. Оценка надежности подводных переходов .....	31
2.1 Надежность как свойство конструкции .....	31
2.2 Оценка работоспособности подводных переходов трубопроводов .....	33
2.3 Анализ существующих технологий прокладки трубопроводов через водные преграды .....	36
2.4 Технологии строительства нефтепроводов через водные преграды открытым способом .....	36
2.4.1 Протаскивание нефтепровода по дну реки.....	36
2.4.2 Укладка трубопровода с поверхности воды.....	38
2.4.3 Погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода .....	39
Технические показатели .....	40
2.5 Технология строительства трубопроводов через водные преграды закрытым способом.....	40
2.5.1 Прокладка перехода наклонно - направленным бурением.....	40
2.5.2 Микротоннелирование .....	55
2.5.3 Метод тоннелирования с использованием щитовой проходки.....	58
2.5.4 Метод прокладки «труба в трубе».....	59
2.5.5 Геовинчестерная технология проходки .....	60
2.5.6 Прокладка методом «кривых» .....	61
3. Причины возникновения аварийных ситуаций на переходах .....	63
3.1 Износ и повреждение трубопроводов в результате коррозии.....	63
3.2 Воздействие гидроморфологических и гидрологических факторов на надежность переходов .....	66
4. Техническая диагностика подводных переходов .....	71

4.1 Виды технической диагностики нефтепроводов, область их применения .....	71
4.2 Диагностика переходов через водные преграды .....	74
4.3 Средства для проведения внутритрубной диагностики .....	77
4.3.1 Одноканальный профилемер .....	77
4.3.2 Многоканальный профилемер .....	78
4.3.3 Магнитные дефектоскопы высокого и сверхвысокого разрешения с продольным намагничиванием .....	79
4.3.4 Магнитные дефектоскопы высокого и сверхвысокого разрешения с поперечным намагничиванием .....	79
4.3.5 Комбинированный магнитный дефектоскоп сверхвысокого разрешения с продольным и поперечным намагничиванием .....	80
4.3.6 Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного измерения толщины стенки трубы .....	80
4.3.7 Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного обнаружения трещин на ранней стадии .....	81
4.4 Выполнение внутритрубной диагностики .....	82
4.4.1 Запасовка ВИП .....	82
4.4.2 Приём ОУ и ВИП во временные узлы приёма СОД .....	83
4.4.3 Извлечение ВИП из камеры приема .....	83
4.4.4 Порядок проведения осмотра ВИП после пропуска и мероприятия по результатам ВТД .....	84
5. Оценка надежности и технического состояния подводного перехода трубопровода: газопровод «Газопровод Ду1020мм .....	86
5.1 Анализ документации .....	86
5.1.1 Определения степени влияния гидрологических, аэрологических и атмосферных воздействий на трубопровод .....	86
5.2 Оценка состояния трасс подводных переходов .....	87
5.2.1 Ситуационные схемы трасс обследованных подводных переходов трубопроводов .....	87
5.2.2 Планово-высотное положение и глубина залегания трубопроводов. ....	88



5.2.3 Измерение глубины русла реки в створе обследуемого подводного перехода. ....	89
5.2.4 Анализ русловых процессов .....	90
5.3 Неразрушающий контроль .....	91
5.3.1 Выбор методов неразрушающего контроля для проведения обследования трубопровода.....	91
5.3.2 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль).....	91
5.3.3 Ультразвуковая толщинометрия трубопроводов подводных переходов .....	91
5.3.4 Измерение твердости .....	93
5.3.5 Определение физико-химических свойств грунта .....	93
5.3.6 Определение состояния защитного покрытия трубопроводов производилось путем измерения адгезии на контрольных участках .....	94
5.3.7 Оценка остаточного ресурса трубопроводов .....	94
5.4 Результаты технического обследования .....	95
5.4.1 Ситуационный план и фотопанорама подводного перехода.....	95
5.4.2 Протокол определения координат характерных точек трубопровода .....	97
5.4.3 Ведомость контроля промеров глубины дна и отметок залегания подводного перехода .....	98
5.4.4 Результаты ультразвуковой толщинометрии .....	102
5.4.5 Результаты измерения твердости металла.....	103
6. Расчетная часть.....	105
6.1 Расчет остаточного ресурса .....	105
6.2 Проверка на пластические деформации в программе Ansys.....	105
7. Техничко – экономические показатели строительства подводного перехода .....	106
7.1 Расчет продолжительности строительства подводного перехода нефтепровода .....	106
7.2 Обоснование потребности строительства в кадрах.....	107
7.2.1 Расчет численности рабочих.....	107
7.2.2. График потребности в рабочих кадрах .....	109

7.3 Обоснование потребности во временных зданиях и сооружениях для нужд строителей .....	110
7.4. Обоснование потребности в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах .....	114
7.4.1. Обоснование потребности в основных механизмах и транспортных средствах .....	114
7.4.2. График потребности в строительных машинах, механизмах и транспортных средствах .....	115
7.5 Обоснование потребности строительства в энергоресурсах и воде ....	117
7.6 Смета ежедневной возки рабочих на объекты строительства.....	118
7.7 Техничко-экономические показатели .....	120
7.8. Календарный план подготовительного периода.....	121
8. Социальная ответственность .....	123
8.1 Профессиональная социальная безопасность .....	123
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	123
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	127
8.3 Экологическая безопасность.....	134
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	136
8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	139
Заключение .....	142
Приложение А .....	149

## **Введение**

В настоящее время трубопроводный транспорт нефти, газа и нефтепродуктов является основным средством доставки этого сырья от мест непосредственно добычи, переработки или получения их, к местам потребления. Чтобы транспортировать нефть и газ в центральные и западные районы, сооружают большой протяженностью, с большим диаметром и с большим давлением при транспортировке, нефтепроводы и газопроводы, которые пересекают множество различных водных преград: большие и малые реки, водохранилища, озера, болота, сложенных слабыми грунтами. Чаще всего для преодоления водных препятствий магистральными нефтепроводами, используется строительство подводных переходов.

Очень широкий диапазон разного рода воздействий, влияют на подводные переходы, в зависимости от типа водных преград. Это может быть: течение реки, волны, лед поверхностный и донный, переформирование дна, давление воды, если нефтепровод укладывается на больших глубинах, воздействие якорей, волокуш и различного рода других предметов, опускаемых судами на дно водоема.

Сразу же при проектировании и сооружению подводных переходов, должна быть решены задачи по строительству подводных переходов, которые должны работать без ремонта и аварий на протяжении 40-50 лет. Только при таких условиях средства которые тратятся на их сооружение, можно считать оправданными, а водоемы – защищенные от попадания в них опасных для флоры и фауны продуктов. Следовательно, высокая надежность и безопасность подводных переходов – одна из первых задач трубопроводного транспорта.

Актуальность проводимых магистрантом исследований подтверждается информацией приведенной в паспорте программ инновационного развития (ПИР) ПАО «Транснефть» на период 2017-2021 годов. Согласно пункту 2 ПИР «Цели и ключевые показатели эффективности инновационного развития ПАО «Транснефть»» [20]. Целями ПИР ПАО «Транснефть» являются:

- повышения качества услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов, включая обеспечение надежности и безопасности;
- повышение энергоэффективности деятельности Компании;
- повышение экологичности деятельности Компании.

А также согласно пункту 4 «Ключевые инновационные проекты ПАО «Транснефть» на период 2017-2021 гг.»:

- разработка и внедрение системы мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов;
- надежность и эксплуатация линейной части магистральных нефтепроводов;
- системы безопасности объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

**Целью** работы является исследование надежности подводных переходов нефтегазопроводов.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **задачи:**

- Изучение проблем надежности подводных трубопроводов;
- Анализ технологий пересечения нефтегазопроводов через водные преграды;
- Оценка надежности и технического состояния подводного трубопровода через реку Пяку-Пур.

**Научная новизна:**

1. Личное участие в исследованиях;
2. Обобщение материалов для литературы;
3. Участие в диагностике;
4. Прогнозирование конкретного трубопровода.

**Практическая значимость:**

На основе исследований, анализе литературы, сделан прогноз работоспособности определенного участка по критерию коррозии.

## Обзор литературы

Обзор литературы представляет собой изучение и анализ нормативно технической документации знание и соблюдения правил которой необходимы при экспертизе промышленной безопасности. а именно руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 784 от 27 декабря 2012 года), ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом № 101 от 12 марта 2013 года (с изменениями от 31 декабря 2014 года)) и другие нормативные документы.

В 60-х годах отцом основателем наклонно – направленного бурения стал Мартин Черрингтон, в 1971 г. был построен первый в мире подводный переход методом наклонно - направленного бурения.

В 70-х, 80-х годах наиболее известными исследователями, занимающимися данными проблемами, были Тугунов П.И., Бородавкин П.П., которые написали немалое количество книг и статей о технологии строительства магистральных трубопроводов.

С 90-х годов и по настоящее время Ю.И. Спектор, Ф.М. Мустафин, А.Е. Лаврентьев ведут усовершенствования по строительству подводных переходов магистральных нефтепроводов бестраншейными методами [51].

## **1. Общие сведения о подводных переходах**

Подводный переход (ПП) это такая гидротехническая система сооружений одного или сразу нескольких трубопроводов, которая пересекает водную преграду, при сооружении которой используются разного рода методы проведения подводно – технических работ. Подводный переход может состоять как из одной, так и из нескольких ниток трубопровода с определенными системами его технического обеспечения. Переходы как правило проектируются на материалах многолетних гидрологических, геологических, топографических изысканий, при этом должны быть учтены условия эксплуатации в местах сооружения ранее построенных подводных переходов.

По факту не существуют водные преграды с одинаковым рельефом дна, с одинаковой скоростью и направлением течения, ледоходом и другими всевозможными факторами. Следовательно обеспечение безопасности (ПП) на каждом водоеме будет отличаться и требует разработки индивидуальных программ, рекомендаций и мероприятий по ремонту и предупреждению аварий. Сложными подводными переходами считаются переходы, расположенные на дне или ниже дна водоемов. Прокладываемые на пойменных участках рек трубопроводы, также считаются подводными, так как при эксплуатации во время большой воды они будут находиться под водой. При проектировке и сооружении таких трубопроводных систем, нужно соблюдать те же требования, что и при строительстве подводных трубопроводов.

Трубопроводы, которые прокладываются через ручьи и реки шириной до 10 м и глубиной менее 1,5 метра, не являются подводными переходами, так как при их строительстве и ремонте не требуется специальное подводно – техническое оборудование.

Подводный переход состоит из:

- участка трубопровода основной и резервных ниток, граница которого отключающая арматура;
- берегоукрепительные сооружения, служат для предохранения трубопроводов от оползней, размывов и т.д.;
- сооружения для предотвращения русловых деформаций в месте перехода;
- защитные сооружения от аварийного разлива перекачиваемых продуктов;
- информирующие знаки ограждения охранной зоны подводного перехода на судоходных и сплавных водных трасс;
- специализированные защитные сооружения, помогающие предотвратить механические повреждения трубопровода тормозными механизмами плотов, якорями на судах и сплавных речках;
- плановые магистрали – это базисные линии для отслеживания за размывом берегов, базисы, по концам которых установлены инструменты для измерения угла, контрольные отводы и разного рода другие устройства, установлены и закреплены на местности долговременными опорными знаками);
- вертолетные площадки.



## 1.1 Классификация подводных переходов

Подводные переходы разделяются по группам сложности, в зависимости от ширины волной преграды (табл. 1.1).

*Таблица 1.1 - Классификация подводных переходов*

Группа сложности	Характеристика водной преграды
Малые переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 метров при средней глубине 1,5 метра.
Средние переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 метра до 75 метров при средних глубинах 1,5 метр.
Большие переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения более 75 метров. Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения менее 75 метров, но зона затопления которых составляет более 500 метров (10% вероятности превышения уровня воды при 20ти - дневном стоянии)

В зоне перехода участки рек по плановым и глубинным переформированиям русла делятся на категории (таблица 1.2).

В расчет взяты те факторы, которые влияют на эксплуатационную надежность, подводные переходы делятся: по характеристике водной преграды; по конструктивному сооружению; по техническому состоянию подводного перехода; по характеру эксплуатации.

*Таблица 1.2 - Категория участков рек*

Категория	Глубинные и плановые переоформления	Характеристика	Примечание
I	Глубинные переформирования не превышают 1 м/год, а плановые незначительны.	Реки шириной до 50 м ленточно – грядового, осередкового и побочного типов, а также реки шириной более 50 м с устойчивым дном и берегами	Опасность оголения труб полностью исключается, если глубина их заложения более 1м, вреза в берег более 5м.
II	Глубины переформирования достигают 2 м, а плановые – 10 м.	Реки шириной более 50 м ленточно – грядового и побочного типов.	Трубопроводы не оголяются и не подвергаются силовому воздействию потока, если они заглушены более чем на 2м, а врезка в берег более 15м.

III	Небольшие глубинные переформирования достигают 2м, а плановые – от 11 до 100м.	Участки переходов через реки с ограниченным, незавершенным и свободным типом меандрирования, а также участки пойменной многорукавности.	
IV	Переформирования русла в течение нескольких дней или недель могут достигать по глубине более 2м, а в плане – несколько десятков метров.	Участки горных рек с особыми формами руслового процесса, реки с явно выраженной неустойчивостью русла.	Строительство подводных переходов через такие участки рек нецелесообразно.

***Факторы, влияющие на эксплуатационную надежность ППМТ***

Подводные переходы магистральных трубопроводов

Конструктивное исполнение перехода

1. Наличие резерва:

- одностычковые;
- двустычковые;
- многостычковые.

2. Проектное исполнение укладки:

- труба в трубе уложена с заглублением ниже отметки дна;
- труба уложена в траншею по дну.

3. Диаметр:

- диаметр ниток перехода совпадает с диаметром трубопровода за границей перехода;

- диаметр основной нитки совпадает, резервная нитка(нити) имеет меньший диаметр;

- диаметр ниток перехода меньше диаметра трубопровода за границами перехода.

4. Устойчивость положения трубы на заданных отметках изгиба по заданной кривой обеспечивается:

- весом трубы и продукта;
- пригрузами.

5. Наличие камер пуска – приема ОУ и средств диагностики:

- камеры пуска – приема ОУ и средств диагностики отсутствуют;
- камеры пуска – приема ОУ и средств диагностики имеются на основной нитке;
- камеры пуска – приема ОУ и средств диагностики имеются на основной и резервной нитке.

6. Исполнение и состояние запорной арматуры:

- подводные переходы оборудованы задвижками с ручным управлением;
- подводные переходы оборудованы задвижками с электроприводом или гидроприводом;
- подводные переходы оборудованы дистанционным управлением.

Характеристика водной преграды

1. По ширине водного объекта:

- малые переходы;
- средние переходы;
- большие переходы;

2. По глубине водного объекта:

- до 1,5 м в межень;
- до 12 м в межень;
- до 20 м в межень;
- до 25 м в межень;
- свыше 25 м в межень.

3. Режим половодья

- весенний паводок средней продолжительности (2 – 4 недели);
- весенне – летний паводок длительной продолжительности (4 – 7 недель);
- неоднократно повторяющиеся паводки.

4. По видам грунтов, слагающих дно реки и берегов:

- легкие (коэффициент прочности 0,06 – 0,6);
- средние (коэффициент прочности 0,6 – 2);
- тяжелые (коэффициент прочности 2 – 5).

5. Наличие судоходности:

- несудоходные и несплавные водные объекты;
- судоходные и сплавные водные объекты.

6. Категория участка из учета русловых деформаций:

- I категория;
- II категория;
- III категория;
- IV категория.

7. Доступность участков для проведения технического обслуживания и ремонта на пойме:

- подводные переходы, не имеющие заболоченных участков на пойме, за исключением паводкового периода;

- подводные переходы, имеющие болотистые участки значительной протяженности на пойме, обход не возможен без специальной инженерной подготовки.

#### Особенность эксплуатации

1. Наличие пунктов технического обслуживания.
2. Эффективность работы станций электрохимической защиты.
3. Стабильность перекачки.
4. Характер выполнения технического обслуживания и ремонта.
5. Работа перехода с включенными одной или несколькими нитками.

#### Техническое состояние перехода

1. Уровень качества проектирования и дефекты строительного периода.
2. Параметры и техническое состояние перехода соответствует установленной проектной нормативно – технической документации.
3. Оголение трубопровода.
4. Повреждение стенки трубопровода без потери герметичности.
5. Нарушение состояния футеровки и изоляции.
6. Состояние берегоукреплений.

## **2. Оценка надежности подводных переходов**

### **2.1 Надежность как свойство конструкции**

Повышение надежности – глобальная проблема дальнейшего развития технического прогресса в области проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводного транспорта.

Трубопроводы имеют основные особенности трубопроводов, построенных и эксплуатируемых в водных средах:

- наличие в водной среде постоянного гидростатического давления, до десятков МПа;
- повышенная коррозионная активность среды;
- сложность и иногда недоступность контроля за напряженно-деформированным состоянием трубопровода;
- высокий экологический риск из-за невозможности быстрой и полной очистки водной среды от последствий утечки транспортируемых продуктов или подъема опасных веществ из придонного слоя воды на поверхность;
- более высокая стоимость строительства и ремонта по сравнению с традиционными способами прокладки магистралей;
- меньшая взрыво- и пожароопасность и т.д.

Кроме того, применительно к существующим магистральным трубопроводам потребуется решать задачи по обеспечению требуемой надежности коммуникаций для:

- переходов через крупные судоходные реки при наличии размытых и провисших участков, особенно в паводковый период;
- конструкций надземных трубопроводов в зонах вечной мерзлоты;
- линейных участков трубопроводов в слабонесущих и пучинистых грунтах;
- горных участков трубопроводов в зонах оползней.

Надежность магистральных нефтепроводов в конкретном случае подводных переходах, многопланова и может быть рассмотрена в определенных условиях эксплуатации. В определение и понятие надежность входит множество свойств объекта: долговечность, безотказность, сохраняемость, ремонтпригодность.

*Долговечность* – свойство объекта, заключающееся в его способности не достигать предельного состояния в течение некоторого времени при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

*Безотказность* – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

*Сохраняемость* – свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объектов выполнять требуемые функции в течение и после хранения или транспортирования.

*Ремонтпригодность* – свойство объекта в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Подводный переход является объектом исследования. Можно выделить некоторые элементы влияющие на возникновение отказов системы.

1. Состав и свойства основного металла труб
2. Сварные соединения
3. Конструктивные элементы
4. Способ прокладки
5. Противокоррозионная защита
6. Антикоррозионное покрытие трубопровода

Один из наиболее эффективных способов повышения надежности трубопроводной системы – это резервирование элементов, имеющих наибольшую вероятность отказа.



## 2.2 Оценка работоспособности подводных переходов трубопроводов

Подводные переходы в системе трубопроводного транспорта являются наиболее аварийными. Если рассматривать стоимость сооружения нового перехода и ремонта старого, то их затраты практически сопоставимы. Наиболее распространенной причиной повреждения подводных переходов – это размыв грунта, т.е. образуются открытые участки на дюкере по причине переформирования дна и берегов реки. Открытые участки трубопровода испытывают сильное гидродинамическое воздействие со стороны водной преграды, что с большой вероятностью может привести к аварии.

Переформирование русла реки – эта одна из сложнейших задач в гидротехническом строительстве. Очень трудно учесть все факторы процесса переформирования русла. Сила скоростного потока пагубно влияет на трубопровод и грунт. Напор вызывает поперечный изгиб трубопровода и деформацию грунта у концевых участков размывной части подводного перехода, увеличивается длина оголенного участка. В связи с увеличением активного воздействия водного потока на трубопровод, может произойти вырывание трубы из грунта.

Решение данной проблемы об устойчивости трубопровода, которые имеет провисы, можно разделить на два последовательных этапа:

- оценку невозникновения гидродинамического резонанса;
- оценку устойчивости и прочности трубы с учетом нагрузок от водного потока.

В качестве размывного участка трубопровода чаще всего берут балку длиной  $2L$ , которая взаимодействует с упругим основанием.

Условие невырывания трубы из траншеи записывается в виде:

$$f(l) \leq [f], \quad (2.1)$$

где  $f(l)$  – прогиб трубы на границе открытого участка;  $[f]$  – предельно допустимое значение прогиба до разрушения грунта.

Из условия (4.1) можно определить предельно допустимое значение длины открытого участка трубопровода, при том условии что происходит

вырыв трубы из траншеи. При всем этом коэффициент постели грунта –  $k$ , оказывает существенное влияние на искомое значение при прочих равных условиях. Затем производится оценка возможности протекания гидродинамического резонанса, аналогично задаче колебаний подземных трубопроводов. Длина  $l$ , при которой такой процесс не исключен, определяется из уравнения:

$$\omega = [\omega], \quad (2.2)$$

где  $\omega$  – первая собственная частота колебаний системы трубопровод-грунт;  $[\omega]$  – характерная частота срыва вихрей.

$$[\omega] = S_h \cdot V/D, \quad (2.3)$$

где  $S_h$  – число Струхалия;  $V$  – скорость потока;  $D$  – диаметр трубопровода.

Для того чтобы оценить устойчивость и прочность трубопровода подводного перехода, используются традиционные подходы. На оголенный участок трубы действуют силы сопротивления  $P_x$ , подъемная сила  $P_y$  и выталкивающая сила  $P_{\text{выт}}$ . Для вычисления общей статистической нагрузки со стороны водного потока можно прибегнуть к формулам ниже:

$$P_x = 1/2 \cdot C_x \cdot \rho \cdot v^2 \cdot D_H, \quad (2.4)$$

$$P_y = 1/2 \cdot C_y \cdot \rho \cdot v^2 \cdot D_H, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{выт}} = 1/4 \cdot \rho \cdot v \cdot D_H, \quad (2.6)$$

$$P = \sqrt{P_x^2 + (P_y - P_B + P_{\text{выт}})^2}, \quad (2.7)$$

где  $C$  – коэффициент лобового сопротивления;  $\rho$  – плотность жидкости;  $v$  – скорость потока;  $P_B$  – вес транспортируемого продукта.

Эквивалентное расчетное напряжение определяем по энергетической теории прочности. На рис. 2.2 приведены зависимости расчетных эквивалентных напряжений свободного участка при скорости водного потока  $V = 1,0$  м/с и коэффициента постели жесткого грунта для глины  $k = 16$  кгс/см<sup>3</sup> в зависимости от длины размытого участка [4].

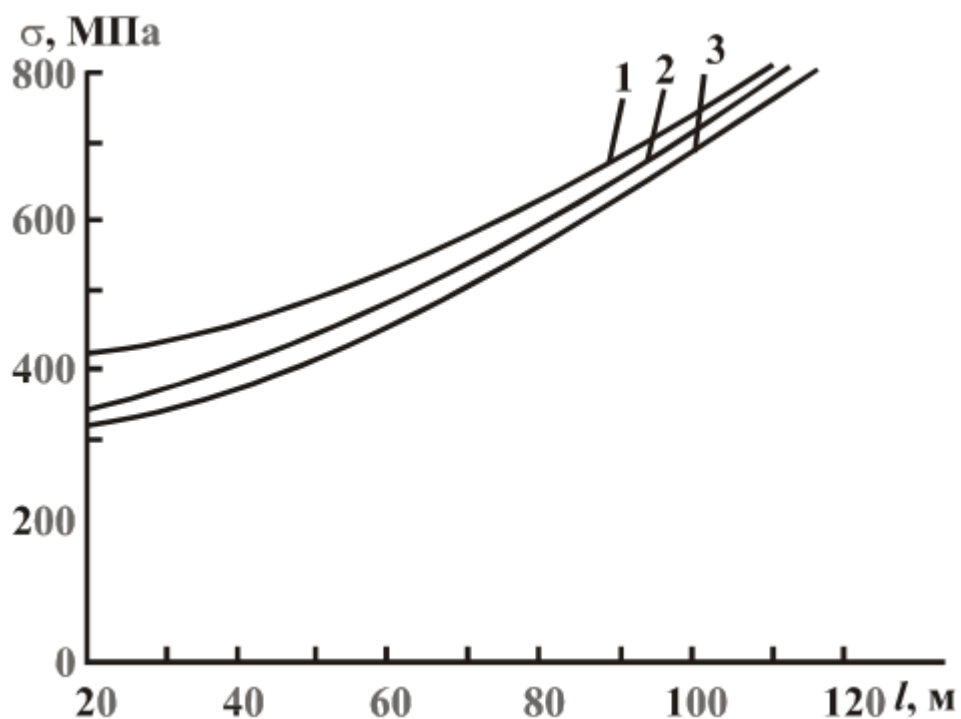


Рис. 2.2 Эквивалентное напряжение для трубопроводов: 1 – 1220×14 мм; 2 - 1020×14 мм; 3 - 1420×19,5 мм.

При длине открытого участка менее 20 метров влияние выше указанных параметров на эквивалентное напряжение не значительное. Определяется минимально допустимая длина  $l$ , размытого участка, имея предел текучести трубной стали по критериальному соотношению  $[\sigma] \geq f \cdot \sigma_{\text{экв}}$ .

## **2.3 Анализ существующих технологий прокладки трубопроводов через водные преграды**

Сооружение и реконструкция подводного перехода магистрального нефтепровода должны производиться наклонно-направленным бурением, микротоннелированием, тоннелированием с использованием щитовой проходки, методом «труба в трубе» и всем известным траншейным способом. Выбор определенного метода зависит от параметров, таких как: диаметр нефтепровода, удобство его обслуживания и гидрологических показателей водной преграды, по мимо этого должны полагаться на рассмотрении совокупности условий прохождения и определенных требований и правил к переходу – экономических, технических, экологических и др.

## **2.4 Технологии строительства нефтепроводов через водные преграды открытым способом**

### **2.4.1 Протаскивание нефтепровода по дну реки**

Сооружение нефтепровода через водные преграды траншейным методом, является наиболее распространенным из-за маленькой себестоимости, который в свою очередь имеет существенные минусы, такие как большой объем работ – земляных и подводных. Эти виды работ нарушают целостность ППМН, т.е. наносят экологический ущерб. Траншейный метод на сегодняшний день применяется тогда, когда нет возможности применить бестраншейные методы, из-за определенных ограничений при строительстве подводного перехода.

#### ***Основные строительные решения***

Строительство (демонтаж существующего участка нефтепровода и укладка нового трубопровода) предусматривается в летний период времени.

Перебазировка строительной техники и материалов с правого берега реки на левый берег (заболоченный и затапливаемый в период половодья) предусмотрена по вдоль трассовой дороге.

Разработку пойменных участков подводного перехода предусмотрено выполнять экскаватором "обратная лопата" боковым забоем. Разработка и

обратная засыпка приурезных участков предусматривается экскаватором и гидромонитором, руслового участка – гидромонитором. Обратную засыпку пойменных участков предусмотрено выполнять бульдозером, руслового участка – гидромонитором. Перемещение и планировка грунта под водой предусмотрена гидромонитором.

Грунт, полученный при разработке траншеи гидромонитором в русле, следует размещать ниже по течению от оси проектируемого трубопровода, при разработке урезной траншеи гидромонитором – с примыканием к берегам.

Грунт, полученный при разработке траншеи экскаватором на пойме, следует складировать на расстоянии не менее 3 м от края траншеи во избежание оплывания стенок траншеи.

Обратную засыпку траншеи предусмотрено производить грунтом из временных отвалов и привозным грунтом.

### ***Оценка геологического строения***

При выполнении строительства подводного перехода, с точки зрения принятого способа ведения работ, благоприятными являются следующие грунты:

- суглинок;
- пески средние.

В вышеуказанных слоях возможна разработка подводной и пойменной частей траншеи без возникновения значительных затруднений с использованием таких механизмов как гидромонитор, экскаватор, бульдозер без проведения дополнительных мероприятий на этапах проведения работ по укладке и засыпке.

При разработке пойменной траншеи необходимо предусмотреть крепление стенок траншей, так как при разработке пески способны оплывать или давать пробку, а супеси и суглинки в незакрепленных откосах будут оплывать. Так же при наличии высокого уровня грунтовых вод во время разработки пойменных траншей необходимо предусмотреть открытый водоотлив. Для предотвращения эрозионных явлений и выноса

поверхностными и грунтовыми водами свеженасыпанного грунта из траншеи вдоль трубы необходимо устройство перемычек с использованием НСМ.

### ***Определение подрядной организации***

К выполнению работ по строительству перехода МТ могут быть привлечены специализированные организации, имеющие в своем составе подразделения и бригады, которые выполняют все виды ремонтно-строительных, подводно-технических (погрузочно-разгрузочные работы, подготовительные работы, земляные и подводно-земляные работы, демонтажные работы, подводно-технические работы). Рассмотрим кратко и другие способы траншейной прокладки трубопровода:

- погружение с поверхности воды;
- погружение трубопровода с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.

#### **2.4.2 Укладка трубопровода с поверхности воды**

При сооружении нефтепровода с поверхности воды нужно сделать обязательное обследование дна реки, в которое включает в себя, обследование глубины в створе перехода и отметки дна, водолазное обследование, монтаж и укрепление тяговых средств по берегам реки. Плеть нефтепровода сваривается на берегу реки, затем производится испытания нефтепровода на прочность и устойчивость, далее на испытанный нефтепровод наносят изоляцию. Нефтепровод проходит футеровку, для того что бы при протаскивании он не получил механических повреждений. Затем крепят оголовок к подготовленной плети трубопровода, с противоположного берега к нему протягивают стальной канат по оси подводной траншеи, а другой его конец закрепляется на тяговой лебедке. Для того чтобы распознать где находится оголовок нефтепровода во время протаскивания с поверхности воды, на нем крепятся специальные поплавки. По спусковым дорожкам происходит протаскивание нефтепровода, которые ведут точно по оси подготовленной подводной траншеи. Готовую плеть нефтепровода размещают на поверхности реки точно над осью траншеи, затем проверяют

положение нефтепровода, и тогда производят его погружение на дно, при помощи затопления и отсоединения понтонов, которые удерживали нефтепровод на поверхности воды. Важной особенностью при таком методе прокладки, является то, что нефтепровод не должен двигаться и качаться во время его погружения, а медленно опускался на дно реки. Когда нефтепровод был уложен на дно в траншею, проходит проверка при помощи водолазов. Они убеждаются, что нефтепровод четко лег по заданной проектной траектории и нет никаких провисов и изгибов под плетью нефтепровода. Если все таки обнаружилось нарушение, то его необходимо устранить. Путем намыва грунта производится испытание уложенного подводного трубопровода на дне траншеи.

#### **2.4.3 Погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода**

Строительство нефтепроводов способом наращивания в единую плетью с плавучих средств применяется при прокладке нефтепроводов через реку большой протяженности и при этом используется специальное оборудование судно-трубоукладчик. Эта техника представляет собой строительную площадку, которая находится на плаву, на ней же происходит монтаж труб в нитку строящегося нефтепровода. Прокладка такого перехода делается следующим образом. Секция нефтепровода некоторой длинны подается на рабочий участок, здесь производится стыковка и сварка с находящимся на судне концом уложенной по дну нити. После того как сварили, произвели контроль, нанесли изоляцию и обетонировали стык, секция освобождается и при помощи перемещения судна-трубоукладчика медленно опускается под воду. Плетью уходит под воду наклонно и для того что бы предотвратить появления в ней опасных напряжений в процессе укладки, придерживается в воде специальным хоботом, который крепится к корме и состоит из инвентарной колонны труб. Под конец укладки нефтепровода конечная его часть опускается за борт при помощи шести кран – балок, которые располагаются вдоль борта.

## **Технические показатели**

Продолжительность строительства подводного перехода нефтепровода определена по СНиП 1.04.03-85\* часть II, по пункту 7 "Магистральный трубопроводный транспорт", п.п.2\* "Подводный переход" и составляет 4месяцев на одну нитку подводного перехода. Общая продолжительность ремонта составляет **8 месяцев**.

### **2.5 Технология строительства трубопроводов через водные преграды закрытым способом**

В настоящее время бестраншейная прокладка трубопроводов и других подземных коммуникаций перспективнее, чем прокладка открытым (траншейным) способом. Такой вывод сложился в виду того, что:

- не нарушается плодородный слой почвы, отсутствует негативное влияние на окружающую среду;
- нет надобности разработки подводной траншеи, ее засыпки, а также не нужны береговые укрепления;
- повышается надежность трубопровода, путем увеличения глубины забуривания трубопровода;
- краткие сроки строительства трубопровода, за счет использования буровых установок с высокой скоростью проходки;
- нет ограничения по времени года для строительства;
- экономичность работ, за счет уменьшения применения тяжелой техники, рабочего персонала, ненужности водолазных работ, берегоукрепительных работ, сокращение материальных затрат;
- увеличивается срок службы трубопровода, ввиду уменьшения риска аварийности;
- обход препятствий на пути строительства трубопровода.

#### **2.5.1 Прокладка перехода наклонно - направленным бурением**

##### ***Конструктивная характеристика проектируемого трубопровода***

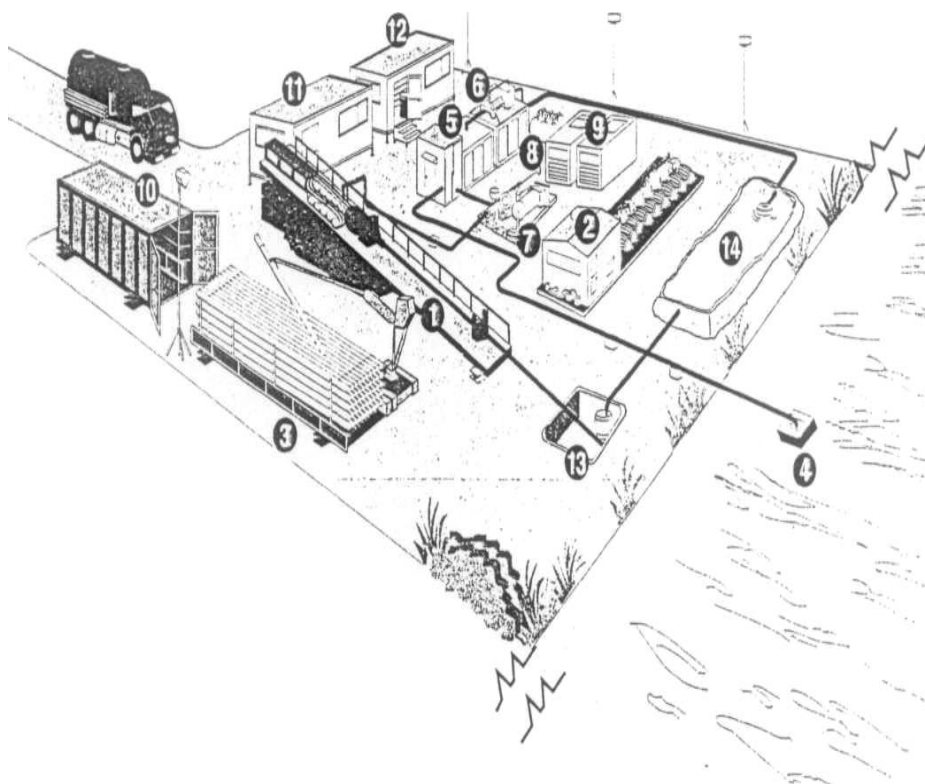
Размещение площадок для установки бурового оборудования при ННБ можно выполнить без переноса существующих камер приема СОД,



расположенных на берегу реки в створе существующих основной и резервной нитках нефтепровода, принято решение переукладку нефтепроводов производить в новом створе.

### **Организация монтажных площадок.**

Для производства работ организуется две монтажные площадки.



*Рис. 2.5.1 Площадка буровой установки:*

*1 – буровая установка, 2 – силовая установка, 3 – трубы буровые, 4 – водяной насос, 5 – резервуар для смешивания бентонитового раствора, 6 – шламоотделитель, 7 – насос для перекачивания бентонитовой смеси, 8 – хранилище бентонита, 9 – силовые генераторы, 10 – хранилище запасных частей, 11 – раздевалка, 12 – пункт управления, 13 – вход в рабочий котлован, 14 – отстойник*

Монтажная площадка №1 (площадка буровой установки) расположена на берегу реки в точке входа бура. Ее размеры -50х35 м. На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

1. Буровая установка

2. Установка приготовления бурового раствора
3. Склад бентонита
4. Склад буровых штанг
5. Бытовые помещения (вагончики)
6. Мастерская
7. Площадка для стоянки автотранспорта
8. Приемный амбар для бурового шлама
9. Емкости для тех. воды

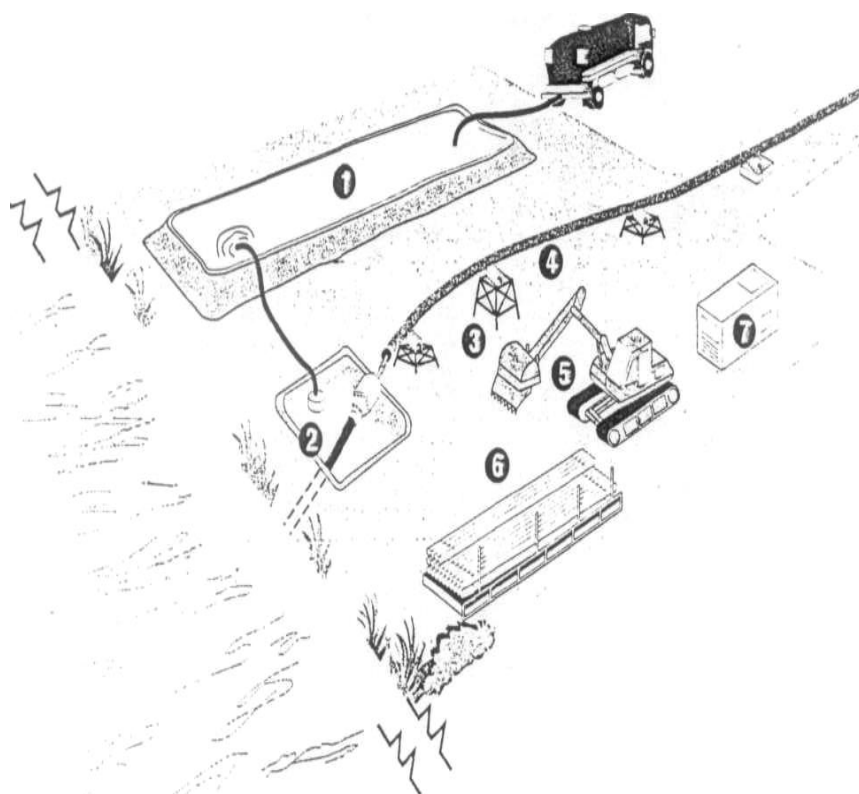
Буровая установка доставляется на место строительства в виде блоков и собирается на монтажной площадке, при этом наклонная платформа привязывается к точке входа и располагается на одной линии с направлением ствола скважины.

Монтажная площадка №2 находится на противоположном берегу реки. Размеры площадки: ширина - 25 м, длина площадки определяется длиной рабочей плети джукера.

На площадке размещаются следующее оборудование и сооружения:

1. Роликовые опоры
2. Устройство для навинчивания буровых штанг на хвостовую часть расширителей.
3. Вагон-домик

Для подъезда автотранспорта к монтажным площадкам строятся подъездные временные автодороги.



*Рис. 2.5.2 Площадка со стороны приемного котлована[19]:*

*1 – отстойник, 2 – точка входа, 3 – тумба с роликами, 4 – трубопровод, 5 – экскаватор, 6 – буровые трубы, 7 – хранилище запасных частей*

*Связь между монтажными площадками осуществляется с помощью УВК - радиостанций. Для работы в темное время суток площадки освещаются прожекторными мачтами. Схема обустройства монтажной площадки представлена на рис. 2.5.2*

***Выбор труб для нефтепровода выполняется на основании:***

– Р 51-31323949-58-2000 "Инструкции по применению стальных труб в нефтяной и газовой промышленности" М., 2000 г., согласованной с Госгортехнадзором России письмом №10-03/31 от 11.01.2001 г.;

– СП 34-101-98 "Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте" ОАО АК "Транснефть" М., 1998 г.;

– расчетов максимальных суммарных напряжений, возникающих в сечении трубопровода от неблагоприятных сочетаний нагрузок в период его строительства и эксплуатации в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\* и "Нормативно-технической документации для проектирования,

строительства и эксплуатации подводных переходов нефтепроводов, выполняемых способом наклонно-направленного бурения" ОАО АК "Транснефть";

- "Руководства для успешного осуществления строительства переходов методом ННБ", выпущенного Ассоциацией подрядчиков США.

*Таблица 2.5.1 - Характеристика используемых труб*

<b>Характеристика трубопровода</b>	<b>Технические показатели</b>	
	на участок, укладываемый методом ННБ	на стыковочные участки, укладываемые с бровки траншеи
Диаметр, толщина стенки, мм	1020х14	1020х14
Временное сопротивление разрыву, МПа	570	570
Предел текучести, МПа	470	470
Марка стали	17Г1С	17Г1С
Технические условия на трубу	ТУ 14-3-1573-96	ТУ 14-3-1573-96
Изоляционное покрытие	Заводское, толщиной не менее 3,0 мм	Заводское, толщиной не менее 3,0 мм
Завод изготовитель	Челябинский металлургический завод	Челябинский металлургический завод

### ***Состав основных работ по строительству перехода***

Комплекс технологических работ предусматривает выполнение следующих видов работ:

- вырубка лесорастительности для прямой видимости точек входа и выхода буровой колонны;
- устройство площадок под буровую установку, вспомогательное оборудование, сварку и монтаж дюкера;
- монтаж буровой установки;

- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- устройство основания под направляющие опоры, установка направляющих опор;
- сварка дюкера и укладка его на направляющие опоры, гидравлическое испытание на монтажной площадке (I этап), изоляция сварных стыков:
- основная нитка (с учетом криволинейного изгиба и технологического запаса);
- резервная нитка (с учетом криволинейного изгиба и технологического запаса);
- бурение пилотной скважины;
- расширение скважины;
- калибровка;
- протаскивание трубопровода в грунтовую скважину;

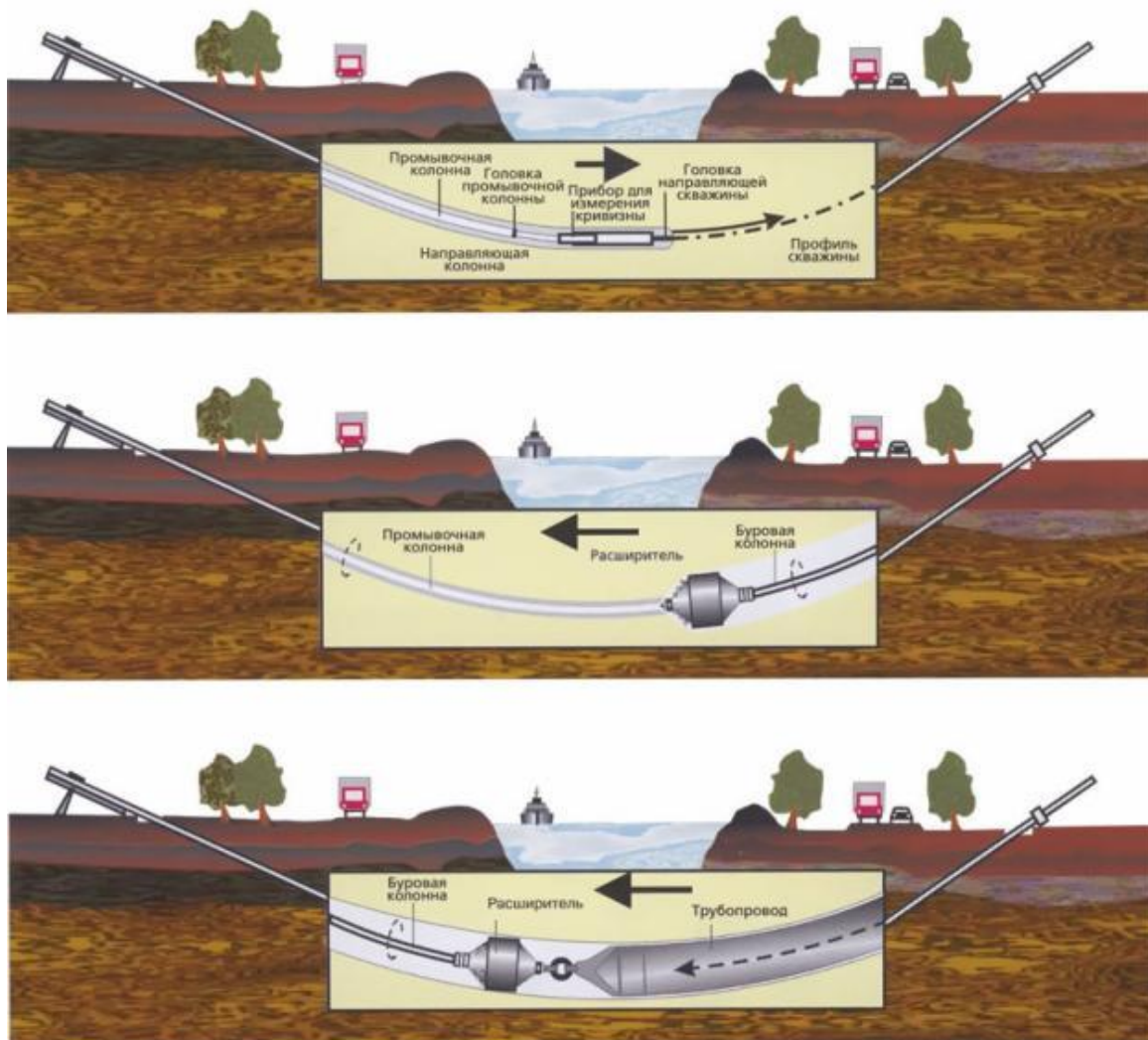


Рис. 2.5.3 - Процесс наклонно-направленного бурения

гидравлическое испытание трубопровода, проложенного в грунтовую скважину (II этап):

- основная нитка (с учетом криволинейного изгиба);
- резервная нитка (с учетом криволинейного изгиба);
- демонтаж оборудования;

сварка стыковочных участков трубопровода, изоляция сварных стыков, укладка трубопровода с бровки траншеи, монтаж гнутых отводов, баллаستировка и обратная засыпка всего ремонтируемого участка, кроме участков врезки в существующую магистраль:

- основная нитка,
- резервная нитка;

гидравлическое испытание всего уложенного трубопровода (III этап):

- основная нитка – общей протяженностью 1779м, с учетом криволинейного изгиба участка, уложенного методом ННБ;
- резервная нитка – общей протяженностью 1779м, с учетом криволинейного изгиба участка, уложенного методом ННБ;
- врезка замененного участка нефтепровода в магистраль путем вварки катушек.

### ***Оснащение трубопровода***

При установке методом ННБ, наружные покрытия нефтепроводов должны быть стойкими к трениям и гадкими. Нефтепроводы которые устанавливаются методом ННБ в аллювиальных грунтах, покрывались только антикоррозионным покрытием. Покрытие для утяжеления как правило не требуется. Для переходов ННБ в качестве антикоррозионного покрытия больше всего используется тонкопленочное наплавное эпоксидное покрытие толщиной от 0,015 до 0,023. Распространенность этого покрытия обуславливается не только его хорошей стойкостью, но и возможностью снабжения монтажных швов совместимым наплавным эпоксидным покрытием.

При строительстве подводных переходов в скальных породах, грунтах с абразивами, которые в свою очередь могут привести к образованию точечных нагрузок, также в совокупности к антикоррозионному покрытию применяют армирующее покрытие. Это покрытие не всегда может функционировать как антикоррозионное свойство, но должно обеспечивать механические защитные свойства для подстилающего антикоррозионного покрытия. При прокладке методом ННБ, тип и конструкцию изоляции нефтепровода нужно выбирать с учетом технологических условий.

Изоляция всегда должна отвечать следующим требованиям:

- суммарная толщина изоляционного покрытия – не менее 5 мм;
- сопротивление ударной нагрузке – не менее 18 Нм;

– сопротивление отслаиванию изоляционного покрытия – не менее 35 Н/см.

*Таблица 2.5.2 - Виды изоляционных покрытий с учетом геологических условий*

Геологические условия	Заводское покрытие тела трубы	Полевая изоляция сварных стыков
Глинистые и мелкопесчаные грунты	Полиэтиленовое экструзионное покрытие Трехслойное полипропиленовое покрытие (эпоксидная грунтовка +	Армированными термоусадочными манжетами типа DIRAX
Грунты с наличием гравия или скальных пород	Трехслойное полиэтиленовое либо полипропиленовое покрытие плюс слой полимербетона (например, типа Powercrete)	Эпоксидным составом с армированием стеклохолстом (плюс слой полимербетона)

Изоляционное покрытие должно пройти испытание на сплошность искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями ГОСТР 51164-98, (на щупе напряжение должно составлять для полимерных покрытий – 5 кВ на мм толщины, для эпоксидных – 2 кВ на всю толщину).

Для придания береговым участкам нефтепровода отрицательной плавучести в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\* выполняется балластировка береговых стыковочных участков трубопровода, ограниченных уровнем ГВВ 1% обеспеченности. В качестве балластных грузов предусматриваются утяжелители типа УБО-1020-2,3-12,5-Т по ТУ 102-300-81. При установке пригрузов укладываются защитные коврики из НСМ по ТУ 8397-005-01867882-00 толщиной не менее 3 мм в один слой.



### ***Укладка трубопровода***

Переукладка основной и резервной ниток нефтепровода методом ННБ в плане предусматривается прямолинейно в параллельном створе существующих ниток.

Монтаж рабочего трубопровода производится на левом берегу реки в одну плеть протаскиваемого дюкера. Точки забуривания расположены на правом берегу реки за пределами охранной зоны, точки выхода бура – на левом.



*Рис.2.5.4 - Подготовленный к протаскиванию трубопровод на опорах.*

Длина участка бестраншейной переукладки составляет:

- основная нитка – в плане 453м,
- резервная нитка – в плане 453 м.

Трубопроводы методом ННБ прокладываются по упругому изгибу с радиусом не менее 1020 м.

Минимальная величина заглубления трубопровода принята не менее 5 м от низших отметок дна и не менее 3 м ниже предельного профиля размыва дна.

Углы поворота трубопроводов на стыковочных участках в вертикальной и горизонтальной плоскостях, предусмотрено выполнять с применением гнутых отводов заводского изготовления с радиусом 5Ду по ТУ 102-488-95.

### ***Основные строительные решения***

Строительство подводного перехода нефтепровода производится последовательно сначала одной нитки затем другой.

Строительство каждой нитки производится поэтапно:

- укладка нового трубопровода методом ННБ предусматривается в летний период времени.
- демонтаж существующего участка нефтепровода предусматривается в летнюю межень в период открытого русла.

Проектом принято многократное расширение пилотной скважины с последующей калибровкой и протаскиванием трубопровода. В качестве буровой жидкости использовать раствор бентонитовой глины с добавлением необходимых ингредиентов.

*Разработку стыковочных участков подводного перехода необходимо применить экскаватором "обратная лопата" боковым забоем. Обратная засыпка выполняется бульдозером.*

*Для выполнения работ по наклонно-направленному бурению предусмотрена буровая установка с тяговым усилием не менее 300 тонн.*

При демонтаже существующих ниток нефтепровода разработку пойменных участков подводного перехода необходимо выполнить экскаватором "обратная лопата" боковым забоем, разработку приурезных участков – экскаватором и гидромонитором, руслового участка – землесосным земснарядом. Обратную засыпку пойменных участков необходимо выполнить бульдозером, руслового участка – землесосным земснарядом. Перемещение и планировку грунта под водой предусмотрено выполнить гидромонитором и землесосным земснарядом.

Разработанный земснарядом в русле реки грунт предусмотрено рефулировать в подводные отвалы.

Временные подводные отвалы грунта от разработки подводной траншеи при демонтаже существующего нефтепровода предусмотрено складировать двумя сплошными отвалами с примыканием к берегам шириной не более 20 м, не загораживая судового хода.

Грунт, полученный при разработке траншеи экскаватором на пойме, необходимо складировать на расстоянии не менее 3 м от края траншеи во избежание оплывания стенок траншеи.

### ***Оценка геологического строения***

Геологическое строение проектируемого створа представлено суглинками и песками, являющимися грунтами благоприятными для производства работ методом наклонно-направленного бурения.

Для повышения эффективности проходки необходимо использование специализированного рабочего инструмента, выбираемого по свойствам разрабатываемого грунта. А также необходимо выполнение разработки специальной программы по буровому раствору с указанием количества сухого бентонита и раствора, его компонентного состава и вязкости по технологическим операциям с учетом геологического строения и характеристик грунтов и химического состава воды.

Отработанный буровой раствор предусмотрено переработать и утилизировать с помощью флокуляционной установки (ФСУ), то есть произвести разделение на воду (фугат) и твердую фазу в соответствии 60–70% и 30–40% от объема перерабатываемого бурового раствора.

После выхода из системы ФСУ осветленную воду предусмотрено слить на рельеф (в понижение рельефа – существующие канавы, ямы).

Утилизация шлама (твердая фаза) предусмотрена путем захоронения в отведенных местах.

### ***Определение подрядной организации***

Работы намечено осуществлять силами подрядной организации имеющей в своем составе подразделения и бригады, выполняющие все виды

ремонтно-строительных работ (погрузочно-разгрузочные работы, подготовительные работы, земляные, демонтажные работы).

В качестве Подрядчика для выполнения работ по наклонно-направленному бурению и укладке трубопровода в грунтовую скважину, а также по переработке и утилизации бурового раствора рекомендуется привлечь специализированные организации, имеющие необходимое оборудование и опыт выполнения подобных работ.

### ***Схема ситуационного плана и отвод земель***

Схема ситуационного плана с размещением объекта строительства и указанием мест присоединения его к существующему нефтепроводу, с указанием основных строительных площадок, обосновывающих отвод земельного участка по каждому методу, разрабатывается на каждую нитку по вариантам метода строительства.

Площадка стоянки техники, временный жилой городок, площадка складирования материалов и мусора, располагается на правом берегу за пределами водоохранной зоны реки вне охранной зоны нефтепроводов на территории не занятой лесом.

Котлован для слива воды после гидроиспытания предусмотрен на левом берегу, вторая площадка складирования материалов и стоянки техники так же располагается за пределами водоохранной зоны вне охранной зоны нефтепроводов.

### ***Решения по энергообеспечению, водоснабжению, канализации***

Решения по энергообеспечению, водоснабжению, канализации и др. по вариантам методов производства работ аналогичные:

1. Электроснабжение строительной площадки – от существующих электросетей и дизельных электростанций.
2. Вода для бытовых и производственных нужд – привозная из существующей системы водоснабжения ближайших поселков, для технических нужд – из реки Мишкин Саим.

3. Обеспечение строительства сжатым воздухом осуществляется от передвижных компрессорных установок.

4. Кислород доставляется на площадку в баллонах централизованно, специальным автотранспортом.

5. В качестве приемника бытовых сточных вод на площадке строительства служит водонепроницаемый выгреб. При наполнении выгреба бытовые сточные воды следует откачивать и специальным автотранспортом вывозить в существующую канализационную сеть ближайших поселков. По окончании ремонта выгреб демонтировать.

***Решения по доставке строительных материалов и вывозу демонтируемых труб***

Проезд к участку работ возможен от НПС на протяжении 9 км по федеральной автодороге до узла задвижек на правом берегу. Решения по доставке строительных материалов и вывозу демонтируемых труб по вариантам методов производства работ практически аналогичные:

1. Демонтированные трубы, вывозятся автотранспортом на НПС, снятая изоляция и твердые бытовые отходы – на санкционированную свалку с размещением на место выгрузки мусора НПС, согласно типовому договору – разрешению на захоронение (складирование) промышленных, коммунально-бытовых и иных отходов.

2. Доставка строительных материалов к месту производства работ осуществляется автотранспортом:

– все строительные материалы с НПС – расстояние 9 км;

– дополнительный грунт для устройства монтажных площадок, для дополнительной засыпки в русле, рассчитанной на унос течением реки при разработке подводной траншеи и устройства валика на пойме – из карьера (дальность возки принята проектом – 9 км – от ближайшей НПС до участка производства работ). Доставка дополнительного, необходимого для обратной засыпки подводной траншеи (связанного с уносом свежее - разработанного из

траншеи грунта течением реки в русле) предусмотрена водным транспортом – шаландами.

3. Доставка строительных материалов, требуемых на ремонт нефтепровода, на левом берегу реки предусмотрена в подготовительный период и затем складываются на места временного складирования материалов.

### ***Технические показатели***

Продолжительность строительства определена по Единым и Ведомственным нормам и расценкам на строительные, монтажные и ремонтные работы и составляет 2,5 месяцев на одну нитку подводного перехода. Общая продолжительность ремонта составляет 5 месяцев.

Проведение работ, связанные с демонтажем трубопровода в русле реки в период паводковых вод, половодья, нереста рыб и ледохода не допускается.

### ***Эксплуатационная надежность***

В соответствии с принятыми проектными решениями эксплуатационная надежность вариантов переукладки неравнозначна.

Наряду с общими для вариантов техническими решениями, влияющими на эксплуатационную надежность, вариант 1 (ННБ) отличается от варианта 2 (траншейного метода) двумя существенными конструктивными параметрами перехода:

- в методе ННБ применена увеличенная в 1.5 раза, по сравнению с траншейным способом, толщина стенки трубопровода, определяемая из условия обеспечения максимальных нагрузок, действующих на трубопровод, проявляющихся в процессе строительства;

- метод ННБ обеспечивает увеличенное до 8.0–14.0 метров, в результате специфики технологии процесса образования скважины, заглубление трубопровода под дном водной преграды, которое дает 100% гарантию от размыва трубы на весь срок эксплуатации трубопровода.

Мировая практика строительства подводных переходов трубопроводов и зарубежные информационные издания оценивают метод наклонно-направленного бурения с точки зрения эксплуатационной надежности как

исключительно надежный и определяют средний срок службы подводных переходов трубопроводов 50 лет.

Отечественная практика эксплуатации подводных переходов трубопроводов, построенных традиционным траншейным способом (статистика таких данных отсутствует) показывает, что существует реальная необходимость проведения капитального ремонта трубопроводов в течение всего срока службы его эксплуатации, причем на некоторых переходах капитальные ремонты проводятся неоднократно.

Исходя из выше указанного, принимается, что эксплуатационная надежность подводных переходов магистральных нефтепроводов по варианту 2 на порядок выше по сравнению с вариантом 1. Такое заключение косвенно подтверждает «Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды» утвержденный ОАО «АК«Транснефть», который предписывает проведение полных ежегодных обследований на подводных переходах через судоходные реки, построенные траншейным методом и проведение таких обследований один раз в десять лет на переходах построенных методом наклонно-направленного бурения.

### **2.5.2 Микротоннелирование**

Микротоннелирования способ состоит из следующего, сначала подготовительный этап, здесь разрабатываются два котлована на заданной траектории прокладки нефтепровода по две стороны от искусственной и естественной преграды, они именуются стартовым и приемным. На местности стартового котлована грунт укрепляется щебнем, а грунт на месте где размещается кран и другая тяжелая техника уплотняется. Далее воспроизводится стартовый котлован, он должен соответствовать всем требованиям безопасности, также зависит от проекта и глубина котлована под сооружаемый нефтепровод в русловой части водоема. Временный склад труб размещается на монтажной площадке, который оснащен брусчаткой с твердой основой. На монтажной площадке также размещают необходимые постройки. Перед стартовым котлованом размещается будка оператора проходческого

щита, так чтобы оператор мог смотреть за процессом и ходом прокладки. Для образования тоннеля в стартовый котлован опускают и устанавливают на установку с домкратами проходческий щит, который механически разрушает породу которая стоит ему на пути. Путем наращивания труб происходит продвижение щита. При помощи системы лазерного наведения отслеживается направление прокладки проходческого щита, что обеспечивает наибольшую точность трассы. Грунт который образовался в передней части, перемещают в камеру для смешивания с вымывателем бурильной установки, а затем перемещается в котлован по технологическим трубам. Демонтаж проходческого щита происходит когда он оказался в приемном котловане и по мере того как были установлены железобетонные кольца.

***Технические характеристики микротоннелирования:***

- диаметры трубы от 800 до 15000 мм.
- Минимальное расстояние между стартовым и приемным котлованами — 150 м, с применением промежуточных домкратных станций - до 450 м.
- отклон от заданной траектории - не более 10 мм на каждые 100 м.
- скорость проходки — 3 м/ч.
- проходка в любых видах грунта.

Преимущества технологии микротоннелирования заключаются в следующем:

- Нет ограничений по длине проходки проходческого щита;
- Нет ущерба русловой и береговой части водоема;
- Нет ограничения для строительства по времени года;
- Полностью автоматизированное производство (отсутствие рабочего персонала в забое при прокладке);
- Нет ущерба окружающей среде;
- Сжатый срок строительно - монтажных работ;



- Минимизация риска аварийной ситуации, надежность трубопровода в течении длительного времени;
- Обход препятствий по траектории прокладки трубопровода.

### **2.5.3 Метод тоннелирования с использованием щитовой проходки**

Технология тоннелирования с использованием щитовой проходки состоит в следующем: сооружение коллектора или туннеля производится на заглублении 8-10 метров или на еще большей глубине, разрабатывают грунт и обустраивают стенки под защитой стального корпуса специального проходческого щита. При помощи гидравлических домкратов обеспечивается прохождение щита. 2-4 метра – диаметр проходческого щита, щиты сделаны цельносварными из листовой стали, но бывают и разборными. Выглядит как правило как стальной цилиндр, внутренний диаметр которого принимается в соответствии с наружным диаметром сооружаемого туннеля. Разработку грунта, который поступает внутрь щита, происходит в передней его части механическим или ручным способом, а строительство стенок туннеля – в задней части щита. Щиты бывают механизированные и немеханизированные, в зависимости от способа разработки забоя и транспортировки грунта.

Немеханизированные щиты бывают как с открытой, так и с закрытой головной частью. Открытые применяют для проходки туннелей в устойчивых и песчаных грунтах. Закрытые – для проходки туннелей в илистых и глинистых текуче – пластических грунтах, а также в плывунах. При строительстве туннелей диаметром до 2,5 м немеханизированные щиты широко используются.

Немеханизированный щит диаметром 2,065 метра с открытой головной частью произведен из трех основных частей: ножевой, опорной и хвостовой. Ножевая часть оснащена козырьком с ножом состоящим из клиньев. Они нужны для срезания грунта и погружения щита в грунт. Длина ножа зависит от физико – механических свойств: разрабатываемая порода, высота забоя, конструкцией рабочего органа, а также коэффициентом маневренности щита.

Щитовой способ делает легче выбор трассы подземных коммуникаций, помогает вести проходку почти во всех грунтах и в любое время года, обеспечивает высокую степень механизации проходческих работ и полное сохранение дорожных покрытий, зданий и сооружений расположенных над туннелем. Основной недостаток данного способа – высокая стоимость проходки.

#### **2.5.4 Метод прокладки «труба в трубе»**

Технологии «труба в трубе» применяется при реконструкции нефтепровода, имеющего значительное количество коррозионных дефектов, трещин, вмятин и других серьезных дефектов, требующих замены поврежденного участка трубы. Технология предусматривает размещение нового трубопровода меньшего диаметра внутри уложенного трубопровода с помощью опорно-центрирующих устройств. Опорно-центрирующими устройствами являются: ролики, капролоновые кольца, трубчатые опоры и т.д., пространство между трубами заполняется неагрессивным инертным раствором. Такая технология позволяет увеличить надежность трубопровода, метод «труба в трубе» позволяет снизить время реконструкции, и самое главное не несет вреда окружающей среде, так как не нужно проводить земляные работы, метод полностью закрытой технологии.

Использование метода «труба в трубе» возможно только при условиях:

- нет искусственно гнутых вставок реконструируемого трубопровода (радиус изгиба вставок меньшего диаметра реконструируемого трубопровода или равным радиусу изгиба прокладываемого трубопровода);
- отсутствие провисающих участков трубопровода в подводной части подводного перехода;
- при отсутствии дефектов геометрии тела трубы, препятствующих размещению нового трубопровода в ремонтируемом;
- допустимость изменения режима перекачки (из за изменения пропускной способности уложенного трубопровода, падение напора);

При не соблюдении хотя одного из условий, метод «труба в трубе» использоваться не может.

Прокладка подводного перехода с использованием технологии «трубу в трубе» заключается в следующем:

- обустройство рабочего и приемного котлованов для протаскивания рабочего трубопровода меньшего диаметра;
- из заменяемого участка трубопровода вытесняется нефть, ремонтируемый участок должен быть отсечен от основной магистрали;
- должна быть произведена зачистка полости ремонтируемого трубопровода с помощью очистных устройств;
- запасовка дефектоскопа в полость ремонтируемого трубопровода для обнаружения дефектов мешающих протаскиванию нового трубопровода;
- на монтажной площадке производится сварка плети нового трубопровода и его гидпроиспытание;
- производится установка колец на рабочий трубопровод;
- заполнение инертным раствором межтрубного пространства;
- протаскивание рабочего трубопровода с помощью оголовника закрепленного на первой трубе плети трубопровода;
- Соединение реконструированного участка с основной магистралью, и его гидроиспытание.

#### **2.5.5 Геовинчестерная технология проходки**

По технологии геовинчестерный принцип проходки в точности такой же, как и микротоннелирование, отличие такой проходки лишь в том, что применяется винтоповоротный проходческий аппарат (ВПА). Разработка горной породы при помощи законтурных винтовых и продольных каналов винтоповоротного проходческого агрегата производится совместно с транспортом грунта породы. В качестве опорного элемента выступает горная порода. Если сказать проще то такая технология работает по принципу

мясорубки. Данный вид проходки разработан для твердых скальных пород, где другие методы проходки в большинстве случаев бесполезны.

**Преимущества такой проходки:**

- Стабилизация и укрепление стенок горной породы телом протаскиваемого трубопровода зафиксированного с ВПА;
- Отсутствует необходимость применения бентонитового раствора;
- Техническая особенность выведения грунта ВПА;
- Маневренность ВПА;
- Нет необходимости в установке опорных тел для проходки ВПА;
- Выработка туннелей большого диаметра и увеличение длины проходки.

**2.5.6 Прокладка методом «кривых»**

Метод «кривых» помогает избежать сложностей и каких – то ограничений как при обычной бестраншейной прокладке. Данный метод получил свое призвание благодаря заранее изогнутым трубам. Способ представляет собой гибрид – горизонтально – направленное бурение и микротоннелирование, при устранении недостатков обоих методов, такие как большая площадь для установки буровой установки и предварительные шахты.

В методе «кривых» используется проходческий щит с применением изогнутых труб под определенным углом (2 -9 градусов и диаметр 600 – 1420 мм) вместо буровых штанг.

Сооружение ППМН методом «кривых» состоит из 4 ступеней: подготовительный, строительно – монтажные работы по укладке нефтепровода, демонтаж оборудования и также гидравлическое испытание. Первый этап подготовительный состоит из установки наклонной конструкции с определенным заданным углом трассы в точке входа. В этой точке устанавливается бетонное основание, оно служит как торцевая упорная стенка для прохождения микро щита. На «окно для монтажа» устанавливается большой сальник и резиновый уплотнитель, служащий для лучшего

прохождения рабочей плети и для защиты попадания раствора бентонита в пространство за трубой и выхода раствора из пробуриваемой скважины.

Следующая стадия строительства – это запуск микрощита, который установлен на раме продавливающей установки. Рама соединена с головной изогнутой трубой при помощи трубы – адаптера. Труба – адаптер – часть стальной трубы определенного диаметра трубопровода, служит упрощением соединения и демонтажа микрощита. Для того что бы запустить микрощит нужно чтобы он был закреплен зажимной манжетой на продавливающей установке, при продавливании микрощит проходит сквозь «окно для монтажа». На микрощите имеются режущие инструменты, блок сцепки – расцепки. Гидротранспорт бурового шлама обеспечивается тремя насосами, их производительность 120 м<sup>3</sup>/час, мощностью 37 кВт на каждый насос.

Следующий третий этап строительства – это демонтаж оборудования. Микрощит когда проходит установленную трассу залегания нефтепровода и когда он доходит до определенной точки выхода, он появляется на поверхности, где его демонтируют. Процесс демонтажа заключается в выемки микрощита из грунта экскаватором и подъемником. Его демонтируют только после того как рабочая плеть нефтепровода появляется из скважины, во избежание попадания грунта в полость трубопровода и повреждения проводов, шлангов и другим внутренним коммуникаций. На последнем этапе строительства производят сварку рабочей плети с действующим нефтепроводом, а затем его испытывают. Данная технология позволяет совершать сооружение перехода во всех типах грунта, при этом нет необходимости в использовании большого количества тяжелой техники и минимум рабочего персонала. Метод «кривых» позволяет значительно сократить протяженность подводного перехода, а также срок строительства (в 5 -7 раз), что сокращает себестоимость сооружаемого нефтепровода.

### **3. Причины возникновения аварийных ситуаций на переходах**

#### **3.1 Износ и повреждение трубопроводов в результате коррозии**

Подводные переходы подвержены износу, который можно характеризовать как постепенное коррозионное разрушение металла и изоляционного покрытия, несмотря на защитные свойства изоляции.

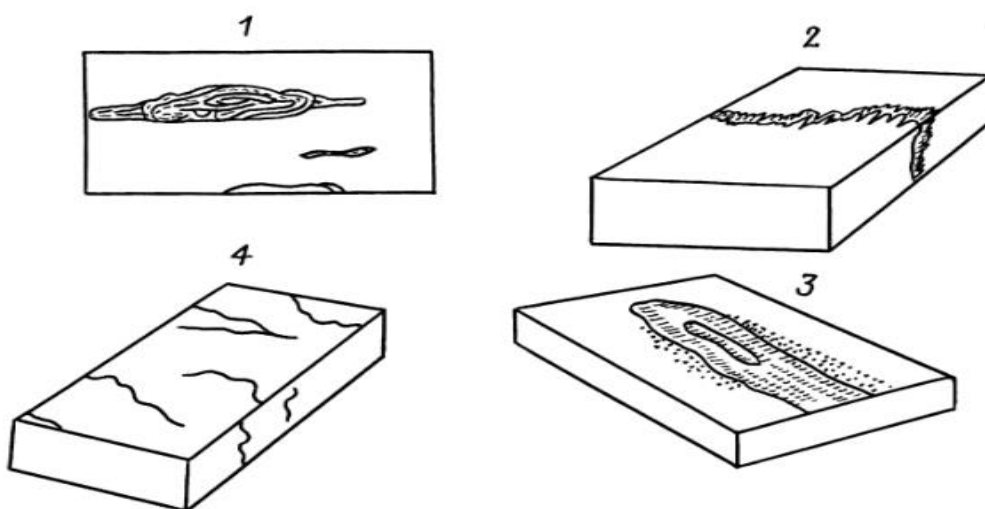
Из-за разрушения изоляции, за счет разности концентраций растворов, которые находятся в воде, протекает процесс их проникновения под покрытие.

Электроэндоосмотический процесс как следствие того, что механизм разрушения изоляции под водой, при котором влага проникает через полупроницаемое изоляционное покрытие под давлением прикладываемой разности потенциалов. При попадании влаги на поверхность металла происходит вспучивание покрытия по причине нарушения адгезии (прилипания) изоляционного покрытия к металлу.

На кристаллы металла оказывают сильные диссоциирующее и растворяющее действия электролиты, в которых растворителем является вода. Расположенные на поверхности трубопровода атомы железа, соприкасаясь с электролитом, подвергаются воздействию силового поля молекул воды, которые могут проникать в кристаллическую решетку металла. Происходит нарушение связи атомов металла с кристаллической решеткой при большом силовом воздействии. Ориентировка молекул воды происходит вокруг ион-атомов. Положительный заряд в электролите имеют атомы железа, а отрицательный заряд имеет поверхность металла. На анодах и катодах электрохимические процессы различны, но всегда имеют взаимную связь.  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  нерастворимый осадок образуются при помощи ионов железа и гидрокси, который имеет способность разлагаться на окись железа  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Электроны перетекающие к катодному участку и учувствуют в реакции восстановления, во время реакции окисления.

Коррозия – это процесс ржавления и потускнение. Она как правило может привести к потере прочности или пластичности стали, а также к растрескиванию.

Одним из способов проникновения внутрь решетки  $H_2$ , являются пороки стали, это обуславливается нарушением технологии еще при производстве, выплавки и разливки сталей. Когда прокатывают эти листы с данными видами пороками в виде плен, наколов, слиточных рванин и других изъянов (ГОСТ 21014-88), превращенных в последующим действии в стили для труб, в последних и возникают скрытые дефекты (рис. 1) [1].



*Рис. 3.1 Примеры дефектов поверхности стальных листов, которые образуются в результате прокатки и инициируют коррозию трубопроводов:*

*1 – раскатанное загрязнение; 2 – слиточная пленка; 3 – раскатанный пригар; 4 – слиточные рванины.*

Большая концентрация  $H_2$  на поверхности, а также в зоне скрытых дефектов, помогает внедриться атомам водорода в стальную решетку, создается внутреннее напряжение, которого хватает для появления самопроизвольного растрескивания.

На подводных переходах на скорость коррозии металла влияет скорость течения воды. Например в пресной воде значение рН настолько большое, что водород оказывает незначительное влияние. При повышении скорости течения воды благодаря которому происходит великая подача кислорода к поверхности, сначала скорость коррозии увеличивает, а далее снижает ее. Но так как металл имеет шероховатую поверхность и загрязненная вода,



происходит истирание пассивирующих пленок стали, что приводит к развитию коррозии.

Защита подводных переходов, которая обладает противокоррозионными свойствами, достигается при процессе активной электрохимической защиты (катодной, дренажной, протекторной). Вид защиты выбирается за счет технико-экономических соображений.

Электрохимическая коррозия в электролитах, которая происходит в Ме под влиянием водных растворов солей и кислот или природных вод, это могут быть (озера, болота, реки и т.д.); почвенная коррозия под действием почвенного электролита вследствие неоднородности Ме (примеси, которые присутствуют в стали, образуют локальные гальванические элементы, в которых анод это чистое железо – феррит, по этой причине оно и разрушается). На урезах берегов рек и болот, протекает почвенная и атмосферная коррозия.

На подводных переходах в процессе полевых исследований проводят электроизмерения, что бы определить степень коррозионной активности грунта по отношению к нефтепроводу, которая имеет характеристику, электрическое сопротивление  $\rho$  – сопротивление протекания электрического тока в условном почвенном проводнике, площадью поперечного сечения  $1 \text{ м}^2$  и длиной 1 м. Отсюда  $\rho$  выражается в  $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$  (таблица 3.1).

*Таблица 3.1*

Степень коррозионной активности грунтов $\rho$ , $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$	
низкая	свыше 100
средняя	20 – 100
повышенная	10 – 20
высокая	5 – 10
весьма высокая	5

Эффективность способов защиты, определяют по степени снижения скорости коррозии. Для этого применяется коэффициент защищенности или коэффициент защитного действия.

$$K_3 = (V_{k1} - V_{k2}) \cdot 100 \%,$$

где  $V_{k1}$  — скорость коррозии без применения защитных мероприятий;  
 $V_{k2}$  — скорость коррозии при осуществлении защитных мероприятий. При полной защите, когда  $V_{k2} = 0$ ,  $K_3 = 100 \%$ .

Из этого следует что для того чтобы обеспечить длительную безаварийную работу нефтепровода должны выбираться такие способы защиты, которые могли бы обеспечивать абсолютно полную его защиту.

Чтобы защитить изоляционное покрытие на подводных переходах от механических повреждений, применяют полимерно – дегтебитумные (ПДБ) и полимерно – резинобитумные покрытия, которые имеют стойкость к морозу, теплу, воде.

При высоких плотностях тока катодная защита может проходить по принципу образования в дефектах изоляции атомарного водорода. Большое накопление водорода может повлечь за собой отслаивание покрытий в водных средах и может создавать опасность растрескивания более твердых околошовных участков трубы. [2].

### **3.2 Воздействие гидроморфологических и гидрологических факторов на надежность переходов**

Одним из важных факторов в надежной работе подводных переходов является прогнозирование возможных повреждений и заранее устранение причин, которые могут спровоцировать предаварийное и аварийное состояние. Можно выделить:

- переформировка русла реки, берегов в створах подводных переходов, в следствие чего размывы участки трубопровода подвержены силовому воздействию потока, льда, опасности механических разрушений;

- прокладка нефтепровода в дно реки и врезка в берега с нарушением проектных данных при сооружении или в результате экстремальных погодных условий;
- вследствие химического или электрохимического взаимодействия с внешней средой, происходит коррозионное разрушение металла трубы;
- вдоль берегов трассы перехода, возникновение и развитие эрозионных зон.

Анализ причин выявляет, что по причине вибрации размываемых участков под действием потока произошло 72% аварий, механические повреждения судами и якорями – 11%, местной коррозии – 5 %, коррозии поверхности металла – 4%, некачественная сварка стыков – 4 %, повреждения льдами – 2 %, эрозии берегов – 2 %.

Переходы которые находятся под судоходными трассами на водоемах, больше всего получают механический ущерб из-за размывов, волочения якорей, оползней, углубления дна. Бывали случаи когда утечка нефти, газа или конденсата были замечены спустя 12 часов после начала их проявления. Утечки углеводородного сырья остаются незамеченными в течение долгового периода времени, тем самым нанося ущерб экологии.

Происходит иначе размыв дна, сложенного глинистыми породами, которые представляют собой полидинамические системы, состоящие из частиц разной крупности. Большую роль играют глинистые частицы, диаметр которых менее 0,002 мм, которые являются 30 % ой частью системы. Глина очень хорошо взаимодействует с водой, которая меняет пластичность и степень подвижности частиц. Но при действии внешних усилий трещины в этой породе не образуются.

Усталость металла – как следствие всем известной вибрации нефтепровода под действием течения воды. Эта ситуация происходит при образовании участков без опор или недостаточным заглублением трубы в дно водной системы.

Размывы появляются из-за переформирования русла и берегов реки в створах переходов, в результате чего оголенные участки нефтепровода подвергаются сильному воздействию потока, опасности механического разрушения, в результате экстремальных погодных условий.[3].

Деформация береговой линии – еще одна причина повреждения нефтепровода на подводных переходах. При изменении прочности и структуры грунта в период строительства происходит нарушение равновесия берегов. На начальных этапах эксплуатации не редкость, происходит локальное разрушение берегов, результатом воздействия течения, ветровых волн и атмосферных осадков на грунт нарушенной структуры. Вырос и коэффициент фильтрации грунта. Из-за разрыва структурных связей нарушается устойчивость земляных масс в зоне берега, в следствии чего создаются условия для создания оползней в местах расположения нефтепровода.

Деформация русла зависит не только от свойств самого грунта, из которого складывается ложе реки, но и из-за скорости течения. В связи смены сезона, происходит изменение гидравлических характеристик водоема (скорость течения, глубина, продольный уклон), из-за чего происходит перестройка рельефа дна. Скорость деформации русла реки также зависит от ветра, действия льда, береговой растительности и антропогенной деятельности.

Сооруженный подводный переход имеет влияние на естественный русловый процесс. При инженерных изысканиях и изучений в процессе эксплуатации необходимо производить тщательное исследование деформации русла реки на расстоянии до 10-15 км выше створа перехода. На материалах этих исследований может быть обеспечена практически безаварийная эксплуатация подводных переходов на протяжении 30 – 50 лет после окончания строительства.

Если не учитывать возможную деформацию русла, то уложенный подводный трубопровод, в результате эрозионных процессов будет провисать

в створе перехода. С того времени как происходит провис трубопровода, будет увеличиваться размывающее действие потока воды. Так же будет и увеличиваться безопорный участок. Наибольшее напряжение от веса провисшего трубопровода возникает в местах заделки в грунт. При воздействии потока, который вызывает вибрацию трубопровода, могут образоваться нагрузки, которые приводят к нарушению изоляции и к изменению структуры металла на границах провисших участках, также повышается хрупкость стали.

На провисающих участках, подводные переходы помимо динамического воздействия потока, подвержены истирающему действию. Бытует ложное мнение, что на оголенных участках для защиты от коррозии достаточно всего лишь увеличить защитный потенциал тока. Но из-за истирающего воздействия наносов коррозионный слой постоянно смывается потоком воды.

Обнаженный трубопровод приводит к риску повреждения от судов(якорей, волокуш), а также к покрытию разного рода водными организмами.

На безопасную эксплуатацию трубопроводов разного рода назначения, которые расположены в одном техническом коридоре, оказывает ряд факторов как общих. так и индивидуальных для каждого трубопровода. К общим относятся не только характер природных условий и окружающей среды, но и антропогенный фактор [4].

- переформирования русла, вызванные действием работ, выполняемых при строительстве подводных переходов, а также за его пределами в зоне влияния на русловые процессы;
- характеристика судоходства, особенно в меженный период времени;
- положение ниток трубопроводов зоне поймы, что особенно важно для разработки совместных и индивидуальных мероприятий по ликвидации аварий;

Подводный переход является пассивным инженерным сооружением, зона влияния которого на русло реки ограничивается одной макроформой или несколькими мезоформами рельефа.

## **4. Техническая диагностика подводных переходов**

### **4.1 Виды технической диагностики нефтепроводов, область их применения**

Когда закончилось строительство магистрального нефтепровода, в практике применяются следующие виды технической диагностики:

1) профилометрия и дефектоскопия – это внутритрубная диагностика линейной части нефтепровода и переходов через разного рода естественных и искусственных преград, в том числе и подводные переходы;

2) контроль изоляции при помощи метода катодной поляризации, так называемая электрометрическая диагностика;

При эксплуатации магистрального нефтепровода применяются следующие виды диагностики:

1) профилометрия и дефектоскопия – это внутритрубная диагностика линейной части нефтепровода и переходов через разного рода естественных и искусственных преград, в том числе и подводные переходы;

2) диагностика наружная, основанная на методах неразрушающего контроля КППСОД, соединительных и конструктивных деталей, перемычек которые расположены между нефтепроводами и перемычек между основной и резервными нитками переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды;

3) применяется акустико – эмиссионный метод контроля на тот случай, когда контроль участков подводных переходов в виду их конструктивных изменений, внутритрубная диагностика не в силах: это могут быть участки с подкладными кольцами, спирально-шовные трубы, малого диаметра перемычки;

4) Замер на сколько глубоко залегает нефтепровод, а также определение его положения по плану;

5) электрометрическая диагностика линейной части нефтепровода;

Методами неразрушающего контроля проводится наружная диагностика подводных переходов магистральных нефтепроводов;

Следующие виды диагностики применяются на магистральных нефтепроводах, которые находятся в консервации и для них присущ режим содержания в безопасном состоянии:

- 1) электрометрическая диагностика;
- 2) анализ и определение высоты положения нефтепровода;

На вспомогательных и технологических нефтепроводах производят следующие мероприятия:

- 1) Измерение глубины залегания нефтепровода, его конструктивных элементов, а также его планового положения;
- 2) электрометрическая диагностика подземных нефтепроводов;
- 3) акустико – эмиссионный метод контроля технологических нефтепроводов, а также вспомогательных нефтепроводов;
- 4) методами неразрушающего контроля проводится наружная диагностика нефтепроводов, приварных и ремонтных деталей и конструкций, емкость дренажа и утечек от систем сглаживания волн давления

Когда производится обследование линейной части участка магистрального нефтепровода, работы по контролю за техническим состоянием основной нитки подводного перехода магистрального нефтепровода, при помощи внутритрубных инспекционных снарядов производится совместно.

Когда проводят диагностику обязательно нужно придерживаться определенных правил и руководствоваться:

- положением о проведении работ по диагностике магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными приборами, сокращенно (ВИП);



- специализированной технологией проведения всех работ по диагностированию действующих магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными снарядами;
- инструкциями по эксплуатации соответствующих технических средств.

Можно выделить четыре основных этапов диагностирования подводных переходов при помощи внутритрубных средств технической диагностики (основная нитка совместно с участком магистрального нефтепровода, резервная отдельно)

На первом этапе происходит очистка внутренней полости перехода от остатков строительного процесса: электроды, окалины, монтажные разного рода остатки, при помощи специальных очистных устройств (скребков). Предприятия которые проводят обследования должны отвечать за качество диагностирования.

На втором этапе диагностирования происходит – определение минимального проходного сечения трубы подводного перехода на всем протяжении ( начиная от камеры пуска , заканчивая камерой приема)

На третьем этапе – происходит сбор информации о внутренней геометрии трубы перехода, при помощи запуска прибора (профилемера) для поиска дефектов геометрии. Перед тем как запустить прибор для поиска дефектов геометрии трубы, оценивается возможность пропуска прибора, исходя из фактической ситуации на данном переходе. Учитывается характер и размер деформаций калибровочных пластин снаряда – калибра.

Заключительный четвертый этап – диагностирование состояния стенки трубы подводного перехода при помощи пропуска ультразвукового и магнитного дефектоскопов.

От чистоты внутренней полости нефтепровода зависит качество данных, получаемых профилемером и дефектоскопом. В связи с этим перед тем как пропустить профилемер и тем более дефектоскоп, должна быть осуществлена

полная и тщательная очистка стенки перехода от парафино – смолистых отложений путем многократного пуска обычных стандартных очистных скребков. Для того что бы очистка была действительно качественной, рекомендуется пропуск очистных поршней в определенной последовательности. Сначала пропускается – двунаправленный очистной поршень. Затем - двунаправленный поршень, только еще оборудованный щетками. Этот поршень будет очень полезен, если присутствуют твердые грязепарафиновые отложения со стенок подводного перехода. Третий - двунаправленный очистной поршень, который наделен магнитами. Данный вид поршня будет очень эффективно притягивать к себе и удалять из нефтепровода все остатки монтажных работ, например электроды, окарины и другие предметы.

#### **4.2 Диагностика переходов через водные преграды**

Внутритрубная диагностика производится после ввода нефтепровода в эксплуатацию в срок до 1 года. Заказчик сам в задании на проектирование определяет типы внутритрубных приборов.

Периодичность диагностирования подводных переходов магистральных нефтепроводов устанавливается в зависимости от ширины водной преграды в межень, количества судоходных путей и от способа сооружения подводного перехода. Не ранее чем через год, но не позднее чем 2 года после ввода в эксплуатацию подводного перехода, проводится первичное обследование выполняемое в полном объеме, если при сооружении, ремонте или замене подводного перехода производились земляные работы в русле.

Таблица 4.2 – Периодичность проведения обследования подводных переходов МН через водные преграды

Ширина водной Преграды в межень, м	Периодичность обследования			
	при наличии отклонений ПВП от нормативного состояния по данным обследования		при отсутствии отклонений ПВП от нормативного состояния по данным обследования	
	Частичное*	Полное	Частичное*	Полное
Судоходные реки	Ежегодно	1 раз в 2 года	1 раз в 2 года *	Не позднее 6 месяцев до окончания срока безопасной эксплуатаци и, назначенног о по результатам анализа русловых процессов и планово- высотного положения
Несудоходные более 100 м	Ежегодно	1 раз в 2 года	1 раз в 2 года *	
Несудоходные 30- 100 м	Ежегодно	1 раз в 3 года	1 раз в 3 года *	
Несудоходные 10-30 м	1 раз в 2 года *	1 раз в 4 года	1 раз в 3 года *	

Подводные переходы МН, построенные способами ННБ и МТ, независимо от ширины русла	1 раз в 2 года**	1 раз в 6 лет	1 раз в 3 года**	
Выведенные из эксплуатации (СБС), независимо от ширины русла	1 раз в 2 года	--	1 раз в 3 года	--
* За исключением года проведения полного обследования ППМН. ** Проведение обследования только пойменной части ППМН.				

В соответствии с РД-29.200.00-КТН-176-06 устанавливаются сроки проведения электрометрии. Первая электрометрия на только что построенных или реконструированных нефтепроводах проходит в срок не более трех лет после окончания строительства или реконструкции нефтепровода, в дальнейшем производится периодическая электрометрия.

Производится периодическая электрометрия:

- на участках трубопровода высокой коррозионной опасности – примерно 1 раз в 5 лет;
- на остальных участках - один раз в 10 лет.

На основе проектной и эксплуатационной документации, по результатам электрометрического обследования и внутритрубной диагностики устанавливается категория коррозионной опасности.

На участках магистрального нефтепровода при длине защиты УКЗ менее трех километров, а также на участках с наименьшими значениями защитных потенциалов не меньше одного раза в три года производятся при помощи выносного электрода дополнительные измерения защитных потенциалов. [4]

### 4.3 Средства для проведения внутритрубной диагностики

#### 4.3.1 Одноканальный профилемер



*Рис. 4.3.1 Одноканальный профилемер*

Перед пропуском дефектоскопов, при проведении комплексного обследования трубопровода, нужно быть уверенным, что проходное сечение на всем протяжении отвечает требованиям, как очистных скребков, так и дефектоскопов – ультразвуковых, магнитных, ЭМА и комбинированных, высокого и сверхвысокого по проходимости. Именно такая задача стоит перед средством, имеющим сверхвысокую проходимость и определяющий реальное проходное сечение (рисунок 4.3.1).

Профилемер, его принцип работы основан на измерении взаимного расположения системы рычагов, которые связаны между собой через «качающийся» диск. Эти рычаги имеют контакт с внутренней поверхностью стенки трубопровода, тем самым обеспечивается практически полное перекрытие его поперечного сечения. Происходит изменение «качающегося» диска относительно корпуса средства, при преодолении системой сенсоров аномалии геометрии трубопровода. При регистрации только одного информационного канала, этот метод позволяет получать необходимые данные по полному проходному поперечному сечению.

#### 4.3.2 Многоканальный профилемер



*Рис. 4.3.2 Многоканальный профилемер*

При своевременном обнаружении и устранении геометрических аномалий трубопровода на самой раннем периоде, способствует сокращению времени и затрат на обслуживание трубопровода, а также гарантировать его надежность во время эксплуатации в течении длительного периода. Рисунок 4.3.2 иллюстрирует многоканальный профилемер, который позволяет регистрировать дефекты геометрии трубы, таких как, овальность, гофры, вмятины и др. по всей его длине.

Принцип действия данного профилемера состоит из измерения углового положения рычагов (сенсоров), которые равномерно распределены по окружности инспекционного снаряда и имеющих определенный контакт с внутренней поверхностью стенки трубы. Полное перекрытие поперечного сечения трубопровода, обеспечивается количеством сенсоров. У каждого сенсора есть привязанность к своему датчику углового положения, что позволяет проводить независимые измерения для каждого сенсора по отдельности.

#### **4.3.3 Магнитные дефектоскопы высокого и сверхвысокого разрешения с продольным намагничиванием**



*Рис. 4.3.3 Магнитные дефектоскопы высокого и сверхвысокого разрешения с продольным намагничиванием*

Для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии используется магнитный дефектоскоп, который представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему. В состав дефектоскопа входит магнитная система, она создает намагничивание участка трубы при действии постоянных магнитов, а также при помощи гибких щеток состоящих из проволоки. При изменении величины магнитной индукции вблизи дефекта, говорит о наличие трещин или дефекта, которые связанные с потерей металла (коррозия, задиры). Измерение магнитной индукции происходит при помощи датчиков высокого и сверхвысокого разрешения, которые имеют расположение между щетками магнитной системы.

#### **4.3.4 Магнитные дефектоскопы высокого и сверхвысокого разрешения с поперечным намагничиванием**



*Рис. 4.3.4 Магнитные дефектоскопы высокого и сверхвысокого разрешения с поперечным намагничиванием*



Активно применяется технология поперечного намагничивания, помимо всем известной технологии утечки магнитного потока продольного намагничивания. Технология поперечного намагничивания способствует решению проблемы обнаружения продольных трещин в стенке трубы. Дефектоскопы которые построены по технологии поперечного намагничивания в отличие от дефектоскопов с поперечным намагничиванием, способны находить узкие продольно – ориентированные дефекты, куда входят и трещины в продольных сварных швах, внешняя коррозия, а также «продольная риска во вмятине».

#### **4.3.5 Комбинированный магнитный дефектоскоп сверхвысокого разрешения с продольным и поперечным намагничиванием**

Данный вид диагностики имеет объединенные технологии, как поперечного, так и продольного намагничивания. Построенные по этой схемы дефектоскопы имеют сверхвысокое разрешение, они способны производить намагничивание трубопровода в продольном и поперечном направлениях. За один раз, дефектоскоп может собрать всю информацию о дефектах тела трубы и сварных швах.

#### **4.3.6 Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного измерения толщины стенки трубы**



*Рис. 4.3.6 - Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного измерения толщины стенки трубы*

Данный вид ультразвукового дефектоскопа применяется для внутритрубного обследования магистральных нефтепроводов, он очень хорошо помогает в поисках дефектов толщины стенки типа потери металла механического, металлургического, а также коррозионного происхождения, а также включений и расслоений.

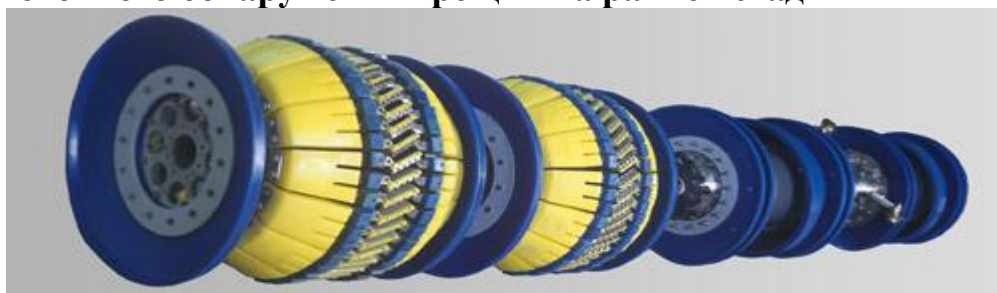


В таких дефектоскопах применяется принцип ультразвуковой толщинометрии, который основан на принципе акустическом и эхо – импульсном зондировании стенки трубы с применением ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа.

Дефектоскоп работает по принципу ультразвуковой толщинометрии, он измеряет временные интервалы между зондирующим импульсом и импульсами, отраженными от внешней и внутренней поверхностей стенки трубопровода. Интервал времени между первым и вторым импульсами говорит о толщине стенки.

Данный вид метода помогает определить и измерить другие дефекты, такие как включения, расслоения, царапины, надрезы, задиры, вмятины, помимо обнаружения внутренней и внешней потерь металла.

#### **4.3.7 Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного обнаружения трещин на ранней стадии**



*Рис. 4.3.7 – Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного обнаружения трещин на ранней стадии*

Данный ультразвуковой дефектоскоп служит для диагностирования магистральных нефтепроводов с целью обнаружения поперечных и продольных стресскоррозионных трещин стенок трубы, а так же трещин в сварных швах.

В таких дефектоскопах применяется метод, основанный на акустическом эхо-импульсном зондировании стенки трубы с применением ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа с наклонным вводом луча в стенку трубы.

## **4.4 Выполнение внутритрубной диагностики**

### **4.4.1 Запасовка ВИП**

До начала процесса запасовки нужно:

- убедиться в исправности всех узлов и устройств на КППСОД, положение задвижек;
- убедиться в работоспособности и закрытие задвижки на дренажной линии КППСОД;
- убедиться в наличии патрубков для удаления воздуха на КППСОД и в конце прямого участка до секущей задвижки;
- сделать опробование задвижек КППСОД на полное открытие и закрытие;
- проверить работоспособность сигнализаторов на КППСОД;
- проверить отсутствие нефти в камере пуска через дренажную задвижку;
- убедиться в герметичности задвижек на обводных линиях камер пуска, приема СОД;
- убедиться в работоспособности средств телемеханики;
- провести полное конечное обследование участка трассы с целью проверки состояния готовности нефтепровода к пропуску;
- закрыть все задвижки трубопроводов обвязки камер пуска;
- освободить камеру пуска от продукта;

Перед транспортировкой внутритрубного инспекционного прибора к камере пуска приема, он должен быть полностью готов к работе в соответствии с требованиями документации на этот прибор.

При закрытой камере пуска и за пределами взрывоопасной зоны, выполняется программирование пропуска ВИП.

Далее устанавливают транспортно – запасочное устройство с находящимся на нем ВИП рядом с КППСОД, предварительно сняв его с транспортного средства при помощи крана.

Затем при помощи крана поднимают ТЗУ с ВИП и располагают его так, чтобы его передняя часть прилегала вплотную к камере приема, а дно лотка и нижняя часть камеры находились на одном уровне.

Через специальный ролик ЗУ внутрь камеры пропускают трос, затем крюком зацепляют его и вытаскивают наружу до головы прибора. Медленно запустить прибор в камеру пуска до того момента, когда первая манжета войдет в часть камеры с нормальным диаметром.

#### **4.4.2 Приём ОУ и ВИП во временные узлы приёма СОД**

До начала приема ОУ и ВИП заполненные нефтью и водой камеры из трубопровода, производят ПНУ, через систему дренажных трубопроводов при открытых задвижках № 6, 7, 8, 9 и закрытых задвижках № 2, 5, контроль заполнения камеры проводится визуально при открытии воздушников № 3, 4.

Приём ОУ и ВИП проводится при открытых задвижках № 2, 5 и закрытых задвижках №№ 1, 3, 4, 6, 7, 8, 9.

Приём ОУ и ВИП во временные узлы приёма СОД производится в порядке, аналогичном для стационарных узлов приёма.

#### **4.4.3 Извлечение ВИП из камеры приема**

С транспортного средства при помощи крана снимается лоток и ставится рядом с закрытой камерой. Для того чтобы обеспечить надежный контакт кабеля с металлом, подключают его между лотком и камерой. При открытой крышке камеры приема категорически запрещено присоединять или отсоединять кабель заземления.

Если по трубопроводу транспортируется взрывоопасный продукт, то после того как сбросили давление дефектоскоп должен оставаться в заполненной камере до того, пока он автоматически сам не выключится, чтобы обезопасить от взрывоопасного состояния.

В том случае если дефектоскоп должен быть извлечен во взрывоопасном состоянии (звукового сигнала не было), то принимаются первые меры взрывобезопасности (вытеснение продукта и продувка камеры инертным газом, газоанализ воздуха на рабочей площадке и т.д.).

Далее освобождается камера от транспортируемого продукта.

Затем открывается крышка приемной камеры и устраняются остатки продукта.

Выдерживают 15 минут с целью, что бы улетучились испарения из приемной камеры или продуть камеру инертным газом.

Краном поднимается лоток и его располагают так, чтобы его задняя часть была прижата вплотную к открытой камере и зафиксировать его.

Затем трос закрепляют за проушину бампера в передней части дефектоскопа. Лебедкой медленно вытягивают прибор пока он полностью не окажется в лотке и закрепить его.

Лоток с прибором отводят от камеры для закрытия крышки камеры приема.

Закрывается крышка камеры, отключается кабель заземления.

Лоток с прибором перемещают за пределы опасной зоны приемной камеры. Затем оформляется акт по результатам осмотра ВИП поле пропуска по нефтепроводу, представителями предприятия проводящей диагностику и представителями организации «Транснефть».

#### **4.4.4 Порядок проведения осмотра ВИП после пропуска и мероприятия по результатам ВТД**

После того как извлекли ВИП из приемной камеры проводят его внешний осмотр и оформляют акт по результатам осмотра. Акт оформляют по форме, определенной ОР-19.100.00-КТН-020-10.

По результатам осмотра ВИП после оформления акта, исполнитель ВТД проводит обработку внутритрубной диагностики и подготавливают технический отчет.

Переинтерпретация результатов ВТД производится исполнителем ВТД на основании и в сроки, устанавливаемые в ОР-19.100.00-КТН-020-10. Результаты переинтерпретации исполнитель ВТД оформляет в виде дополнения к техническому отчету.

Критерии оценки и классификация дефектов, выявленных при внутритрубной и наружной диагностике нефтепроводов, включая КПП СОД, соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций, трубопроводов обвязки узла КПП СОД устанавливаются в соответствии с РД-23.040.00-КТН-269-08 [6].

## **5. Оценка надежности и технического состояния подводного перехода трубопровода: газопровод «Газопровод Ду1020мм**

Оценка технического состояния трубопроводов и конструкций на участках подводных переходов согласно РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

Что включает в себя техническое обследование:

### **5.1 Анализ документации**

Предметом анализа является проектная, исполнительная и эксплуатационная документация и вся информация передаваемая экспертной организации. Целью анализа является проверка соответствия текущих эксплуатационных параметров трубопроводов требованиям нормативной документации, правильности ведения эксплуатационно-технической документации и ее комплектности. В процессе работы осуществляется сбор данных, необходимых для качественного проведения технического обследования подводных переходов, а также проводится ознакомление с конструкцией и технологическим режимом работы обследуемых трубопроводов, выявления мест (зон) возможного появления дефектов при эксплуатации, причин и механизма их возникновения, определения мест их расположения.

На основании анализа эксплуатационной документации установлено, что трубопроводы используются по прямому назначению и эксплуатируются в соответствии с проектными характеристиками.

#### **5.1.1 Определения степени влияния гидрологических, аэрологических и атмосферных воздействий на трубопровод**

Влияние гидрологических, аэрологических и атмосферных воздействий обусловлены физико-географическими и климатическими условиями эксплуатации межпромыслового трубопровода.

газопровод «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ (основная и резервная нитки ) (осн.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-Пур; газопровод «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ

(основная и резервная нитки ) (рез.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-Пур., смонтированные на Тарасовском месторождении, УЭГ, эксплуатирующиеся ООО «РН-Пурнефтегаз».

Трасса трубопровода располагается в климатическом районе 1Д по СНиП 23-01-99\* и относится к зоне нормальной влажности.

Климат района умеренно континентальный основными признаками которого являются холодная и продолжительная зима, теплое, но непродолжительное лето, резкие колебания. температуры в течении года, месяца и даже суток. Продолжительность зимнего периода семь месяцев.

Абсолютный минимум температуры минус 55 °С, абсолютный максимум плюс 35 °С. Среднегодовое количество осадков – 482 мм, средняя высота снежного покрова – 70 см. Глубина промерзания грунта до двух метров на открытой местности и до одного метра в лесу. Влажность воздуха до 80%. Большое количество осадков и слабое испарение создают благоприятные условия для образования болот и озер.

Значительного влияния гидрологических, аэрологических и атмосферных воздействий на техническое состояние трубопровода не обнаружено.

## **5.2 Оценка состояния трасс подводных переходов**

### **5.2.1 Ситуационные схемы трасс обследованных подводных переходов трубопроводов**

Определение координат точек трасс подводных переходов трубопроводов производилось с применением средств глобального позиционирования Garmin Montana 650t фирмы GARMIN. Привязка к местности осуществлялась в характерных точках (временные репера, начало перехода, урез правого и левого берега, конец перехода, места шурфования и места обнаруженных дефектов (при наличии)). Координаты перечисленных точек даны в формате Hddd°mm'ss.s''.

На ситуационных схемах нанесены: оси трубопроводов, характерные особенности ландшафта трассы (болота, реки, ручьи и т.п.), сооружения:

автодороги, линии электропередач и другие данные, также показаны пикетажи трасс трубопроводов, нанесены контрольные участки: временные репера, начало и конец перехода, урезы правого и левого берега, места шурфования. Каждый контрольный участок обозначен условным значком в виде выносной линии, на которой указаны: номер контрольного участка и его описание.

### **5.2.2 Планово-высотное положение и глубина залегания трубопроводов.**

Определение местоположения трассы и замеры глубины залегания обследуемых участков трубопроводов производились с применением трассоискателя Radiodetection RD8100, эхолота-картплоттера Lowrance HDS 12 Gen3 и нивелира-GRL 500HV. Планово-высотное положение трубопровода определялось в створе подводных переходов с привязкой к временным реперам.

По результатам определения пространственного положения трубопроводов построены продольные профили переходов (с указанием глубины водоема и залегания трубопровода, пикетажа и др.)

В соответствии с п.7.5 СП 34-116-97 и п.6.6 СНиП 2.05.06-85, глубина залегания трубопровода в русловой части подводного перехода должна быть после окончания строительства не менее 1 м, а через 25 лет эксплуатации с учетом деформаций русла – не менее 0,5 м. На береговых участках подводного перехода нормативная глубина залегания трубопровода должна составлять не менее 0,8 м для суходола и не менее 0,6 м для болот (см. п.6.4.5 Стандарта ОАО «НК «Роснефть»).

Глубина залегания трубопроводов определялась по среднему значению измерений в пределах погрешности прибора.

По результатам контроля установлено, что глубина залегания трубопроводов менее нормативных значений.



### 5.2.3 Измерение глубины русла реки в створе обследуемого подводного перехода.

Определение глубины водной преграды в створе перехода проводилось с расстоянием между точками замеров 10 м.- при ширине зеркала воды 100 м. и более; 5 м. - при ширине зеркала менее 100 м. При ширине зеркала воды менее 5 м. замеры проводились в 50 см от урезов берегов и в середине русла.

Для измерения глубины применялись различные приборы и устройства:

1. Гидрометрические штанги. При измерении небольших глубин (до 6 м) применялась гидрометрическая штанга (наметка), которая представляет собой деревянный шест длиной до 7 м и диаметром 4-5 см. Нижняя часть наметки заканчивается железным башмаком массой 0,5-1 кг, который предохраняет ее от повреждения при ударах о дно. При илистых грунтах на башмаке укреплялись поддон в виде диска диаметром 15-30 см. Наметка размечалась 10-сантиметровыми делениями, которые попеременно окрашивались белой и красной масляной краской. Нулевое деление совпадало с нижней поверхностью башмака или поддона. В момент измерения наметка занимала вертикальное положение. Отсчет глубины делали с погрешностью 2-5 см.

2. Эхолоты. При проведении промерных работ с движущегося судна применялся эхолот-картплоттер Lowrance HDS 12 Gen3 — навигационный прибор для определения глубины водоёмов с помощью акустического эхо-сигналов. Действие эхолота основано на измерении промежутка времени  $t$ , прошедшего от момента послышки зондирующего звук. импульса до момента приёма отражённого от дна эхо-сигнала. Глубина дна  $h=ct/2$ , где  $c$  — скорость звука в воде. В качестве зондирующей послышки в эхолот используются импульсы акустические длительностью от долей до десятков мс и с частотой заполнения от единиц до нескольких десятков (иногда сотен) кГц. УЗ импульс от генератора поступает на направленный излучатель (антенну) и излучается в воду;

#### **5.2.4 Анализ русловых процессов**

Основным источником питания водотоков данного района являются зимние осадки, которые формируют 60-70% годового стока. Доля дождевого питания составляет 10-15%, подземного 16-20% годового.

Основной фазой водного режима является половодье в период, которого наблюдаются максимальные расходы и наивысшие уровни воды. Начало половодья приходится на конец апреля, начало мая. Заканчивается половодье в июне - июле.

Продолжительность половодья зависит главным образом от длины водотока, заболоченности и озерности водосбора. Половодье часто сливается с летними паводками, образуя, общий растянутый гидрограф.

Весенний подъем уровня воды начинается в первой декаде мая. Наивысшие уровни весеннего половодья наступают через 20-28 дней после начала подъема. Пик половодья растягивается за счет поступления аккумулятивной части стока. Интенсивность подъема уровня воды составляет 20-25 см/сутки, а интенсивность спада уровней 3-5 см/сутки. Окончание половодья наблюдается в конце июля – начале августа. Спад уровней весеннего половодья заканчивается с наступлением летне-осенней межени, часто прерываемой прохождением летних дождевых паводков.

После половодья на реках устанавливается летне-осенняя межень. Наименьшие расходы летне-осенней межени наблюдаются в августе – сентябре. Осенью, как правило, уровни воды незначительно повышаются.

Зимняя межень устанавливается обычно в начале-середине октября. Уровни в этот период устойчивы. Конец зимней межени приходится обычно на середину апреля. Наиболее маловодный период зимней межени – февраль-март. Зимняя межень является наиболее продолжительным периодом годового гидрологического цикла и составляет 190 – 200 дней.

## **5.3 Неразрушающий контроль**

### **5.3.1 Выбор методов неразрушающего контроля для проведения обследования трубопровода**

Наиболее эффективными методами выявления дефектов, образующихся в результате воздействия установленных механизмов повреждения, являются визуальный контроль (основного металла и сварных соединений), ультразвуковая толщинометрия (основного металла), ультразвуковой контроль. Для определения механических свойств металла (исследование фактической прочности материала материала) - измерение твердости.

### **5.3.2 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль)**

Внешний осмотр проводился с целью выявления провисающих и оголенных участков без баллаستировки и участков с нарушенной изоляцией, на данных участках проводился визуально-измерительный контроль с целью выявления поверхностных дефектов (трещин в сварных швах и основном металле, свищей и пористости швов, подрезов, наплывов, прожогов, незаплавленных кратеров, смещений и уводов кромок стыкуемых элементов свыше норм, механических повреждений, расслоений и закатов основного металла, коррозионных повреждений, изменений геометрических форм), которые могли возникнуть при изготовлении, транспортировке, монтаже и в процессе эксплуатации трубопроводов. Осмотру подлежали основной металл и сварные соединения трубопроводов, а также определялось состояние изоляционного покрытия.

По результатам визуально-измерительного контроля дефектов основного металла не обнаружено. Дефекты сварных швов не выявлены. Глубина залегания в русловой части менее нормативных значений ( $<0,5$  м).

### **5.3.3 Ультразвуковая толщинометрия трубопроводов подводных переходов**

Ультразвуковая толщинометрия проводилась в целях определения количественных характеристик утонения стенок элементов трубопроводов в процессе их эксплуатации, определения остаточных (фактических на момент

контроля) толщин стенок элементов трубопроводов и сравнение их с отбраковочными величинами.

Ультразвуковая толщинометрия трубопроводов подводных переходов проводилась на контрольных участках (провисающих и оголенных участках без балластировки и участках с нарушенной изоляцией) и в шурфах в береговой части (не менее 1 участка на каждом берегу) по наружной поверхности трубопроводов. Измерения проводились в 12 точках на одно контрольное сечение начиная с верхней образующей по часовой стрелке по ходу продукта.

По результатам ультразвуковой толщинометрии установлено:

Измеренные значения толщины стенок подводных переходов трубопроводов выше отбраковочных значений. Результаты ультразвуковой толщинометрии трубопроводов соответствуют требованиям РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

### **5.3.4 Измерение твердости**

Измерение твердости основного металла элементов трубопроводов проводилось с целью определения физических свойств металла. Измерения выполнялись в местах, подготовленных для проведения ультразвуковой толщинометрии. В каждой точке проводилось не менее трех замеров. В случае получения результатов измерения твердости, не соответствующих требованиям стандартов, выполнялось не менее двух дополнительных замеров на расстоянии 20-50 мм от точек, показавших неудовлетворительный результат. При подтверждении полученного значения твердости проводилось выявление размеров участка с отклонениями твердости от нормативных значений.

При контроле твердости металла трубопроводов в зоне подводных переходов установлено, что фактические значения твердости находятся в пределах допустимых значений для данных материалов.

### **5.3.5 Определение физико-химических свойств грунта**

Для оценки коррозионной агрессивности грунта по отношению к стали определялось удельное электрическое сопротивление грунта, измеренное в полевых условиях. Удельное электрическое сопротивление измерялось без отбора проб грунта по четырёхэлектродной схеме. Электроды размещались на поверхности земли на одной прямой линии, проходящей перпендикулярно или параллельно на расстоянии в пределах от 2-х до 4-х м от оси трубопровода в местах шурфовки трубопровода. Глубина забивания электродов в грунт не превышала 1/20 расстояния между электродами.

По результатам контроля удельного сопротивления грунта в охранной зоне трубопровода, подлежащего диагностированию, участков с коррозионной агрессивностью выше средней не выявлено.

### **5.3.6 Определение состояния защитного покрытия трубопроводов производилось путем измерения адгезии на контрольных участках**

Адгезию пленочных покрытий измеряли не менее, чем в трех точках (верхняя, боковая и нижняя образующие). За величину адгезии принимали среднее измеренное значение.

Состояние наружной поверхности трубопроводов определяли посредством визуального контроля, а глубину коррозионного повреждения - индикатором часового типа, штангенциркулем или шаблоном сварщика.

На проконтролированных участках изоляционное покрытие в удовлетворительном состоянии.

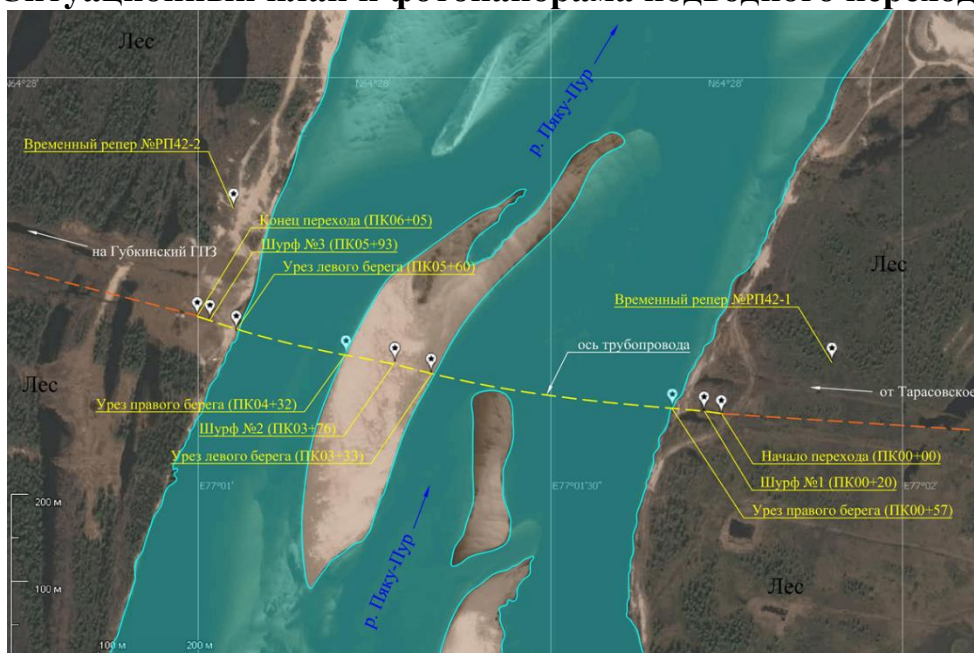
По результатам замеров величина адгезии защитных полимерных покрытий трубопроводов находится в пределах допустимых значений.

### **5.3.7 Оценка остаточного ресурса трубопроводов**

Расчет остаточного ресурса проводился по минимальным фактическим толщинам стенок трубопроводов для каждого сечения. Расчет остаточного ресурса проведен по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений».

## 5.4 Результаты технического обследования

### 5.4.1 Ситуационный план и фотопанорама подводного перехода



*Рис. Ошибка! Используйте вкладку "Главная" для применения Прил  
Заголовок 1 к тексту, который должен здесь отображаться..4.1 – План  
газопровода «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ  
(основная и резервная нитки) (осн.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-  
Пур*





*Рис. Ошибка! Используйте вкладку "Главная" для применения Прил  
Заголовок 1 к тексту, который должен здесь отображаться..4.2 –  
Фотопанорама газопровода «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р -  
Губкинский ГПЗ (основная и резервная нитки ) (осн.нитка)» - подводный  
переход через р.Пяку-Пур*



**5.4.2 Протокол определения координат характерных точек трубопровода**  
**Таблица 5.4.2 – результаты контроля**

№ п/п	Обозначение характерной точки	Координаты		ПК
		GPS		
		Широта Hddd°mm’ss.s”	Долгота Hddd°mm’ss.s”	
1	2	3	4	5
1. Газопровод «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ (основная и резервная нитки ) (осн.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-Пур				
1	Начало перехода	N64°27'47,6"	E77°01'44,6"	ПК00+00
2	Шурф №1	N64°27'47,7"	E77°01'43,1"	ПК00+20
3	Урез левого берега	N64°27'47,8"	E77°01'40,4"	ПК00+57
4	Урез правого берега	N64°27'49,1"	E77°01'19,9"	ПК03+33
5	Шурф №2	N64°27'49,5"	E77°01'16,8"	ПК03+76
6	Урез левого берега	N64°27'49,8"	E77°01'12,6"	ПК04+32
7	Урез правого берега	N64°27'50,7"	E77°01'03,3"	ПК05+60
8	Шурф №3	N64°27'51,1"	E77°01'01,0"	ПК05+93
9	Конец перехода	N64°27'51,2"	E77°00'59,9"	ПК06+05
10	Временный репер №РП 74-1	N64°27'47,0"	E77°01'45,0"	-
11	Временный репер №РП 74-2	N64°27'50,0"	E77°01'17,0"	-
12	Временный репер №РП 74-3	N64°27'53,0"	E77°01'04,0"	-

### 5.4.3 Ведомость контроля промеров глубины дна и отметок залегания подводного перехода

Таблица 5.4.3 – результаты контроля

№ точки	Обозначение маршрутной точки	ПК-ПК	Относительная отметка поверхности дна, м	Отметка залегания подводного перехода, м
<b>1. Газопровод «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ (основная и резервная нитки ) (осн.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-Пур</b>				
1	Урез левого берега 1	ПК00+57	99,46	2,02
2	Контрольный промер 1	ПК00+67	98,60	1,47
3	Контрольный промер 2	ПК00+77	97,84	0,93
4	Контрольный промер 3	ПК00+87	97,34	0,56
5	Контрольный промер 4	ПК00+97	96,94	0,23
6	Контрольный промер 5	ПК01+07	97,41	0,56
7	Контрольный промер 6	ПК01+17	97,76	0,77
8	Контрольный промер 7	ПК01+27	98,85	1,65
9	Контрольный промер 8	ПК01+37	99,40	1,96
10	Контрольный промер 9	ПК01+47	99,41	1,74
11	Контрольный промер 10	ПК01+57	99,40	1,53
12	Контрольный промер 11	ПК01+67	99,34	1,27

13	Контрольный промер 12	ПК01+77	99,45	1,22
14	Контрольный промер 13	ПК01+87	99,43	1,13
15	Контрольный промер 14	ПК01+97	99,54	1,24
16	Контрольный промер 15	ПК02+07	99,50	1,20
17	Контрольный промер 16	ПК02+17	99,50	1,20
18	Контрольный промер 17	ПК02+27	99,46	1,18
19	Контрольный промер 18	ПК02+37	99,45	1,29
20	Контрольный промер 19	ПК02+47	98,98	1,02
21	Контрольный промер 20	ПК02+57	98,48	0,74
22	Контрольный промер 21	ПК02+67	97,98	0,53
23	Контрольный промер 22	ПК02+77	97,69	0,13
24	Контрольный промер 23	ПК02+87	97,46	0,34
25	Контрольный промер 24	ПК02+97	97,45	0,48
26	Контрольный промер 25	ПК03+07	97,94	0,86
27	Контрольный промер 26	ПК03+17	98,48	1,28
28	Контрольный промер 27	ПК03+27	98,84	1,47
29	Урез правого берега 1	ПК03+33	99,12	1,48

30	Урез левого берега 2	ПК04+32	99,51	1,43
31	Контрольный промер	ПК04+42	99,45	0,66
32	Контрольный промер	ПК04+52	98,70	0,48
33	Контрольный промер	ПК04+62	98,54	0,38
34	Контрольный промер	ПК04+72	98,46	0,26
35	Контрольный промер	ПК04+82	98,34	0,53
36	Контрольный промер	ПК04+92	98,56	0,29
37	Контрольный промер	ПК05+02	98,26	0,14
38	Контрольный промер	ПК05+12	98,06	0,28
39	Контрольный промер	ПК05+22	98,18	0,53
40	Контрольный промер	ПК05+32	98,20	0,28
41	Контрольный промер	ПК05+42	98,44	0,53
42	Контрольный промер	ПК05+52	98,55	0,63
43	Урез правого берега 2	ПК05+60	98,48	0,54



## 5.4.4 Результаты ультразвуковой толщинометрии

Схемы контроля толщины деталей трубопровода:

Измерения проводились в сечениях А,Б,В – на 1ч, 2ч, 3ч, 4ч, 5ч, 6ч, 7ч, 8ч, 9ч, 10ч, 11ч и 12ч циферблата;

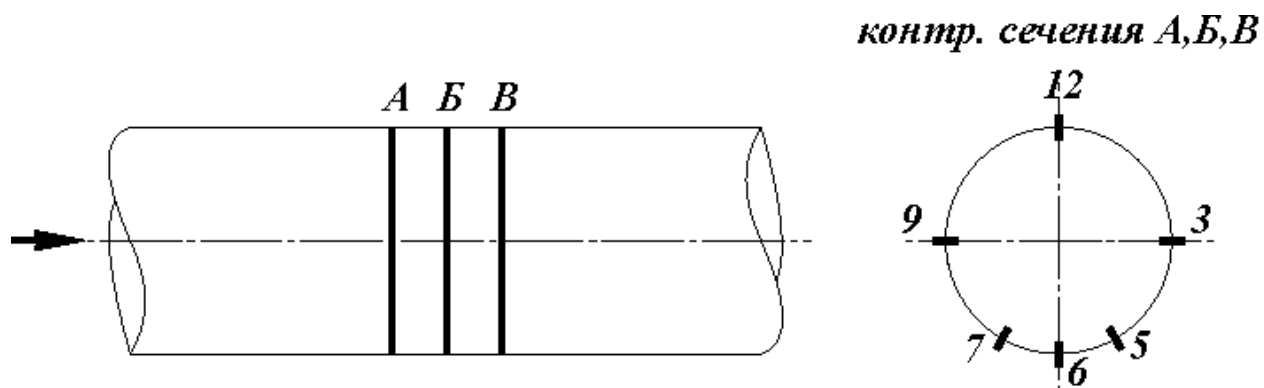


Рис. 5.4.4 – контрольный участок подводного перехода трубопровода

Таблица 5.4.4 – результаты контроля

К	омер эле мента	омер сече ния	наимено вание эле мента	Точки замера толщины									на име тр, мм	спол нитель ная толщ ина стенк и, мм	принима емая толщ ина, мм
				2							0	1			
				Фактическая (измеренная) толщина, мм											
									0	1	2	3	4	5	6
1. Газопровод «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ (основная и резервная нитки ) (осн.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-Пур															
K00 +20			руба	,3	,5	,9	,6	,3	,0	,9	,8	,5	020		,3
		,8		,9	,9	,3	,8	,5	,8	,0	,8				
		,4		,9	,5	,7	,7	,6	,9	,9	,8				
K03 +76			руба	,7	,9	,8	,5	,0	,1	,9	,9	,9	020		,2
		,1		,6	,2	,2	,1	,8	,4	,7	,7				
		,0		,1	,2	,4	,5	,3	,9	,2	,9				

K05 +93			руба	,4	,7	,6	,3	,0	,1	,0	,9	,8	020		,3
				,7	,2	,1	,3	,4	,9	,3	,7	,9			
				,5	,7	,6	,0	,1	,1	,7	,8	,3			
				,2	,0	,9	,2	,8	,2	,3	,6	,9			
				,6	,5	,4	,9	,3	,4	,0	,5	,9			

### 5.4.5 Результаты измерения твердости металла

#### Схемы контроля твердости деталей трубопровода:

Измерения проводились в сечениях А,Б,В – на 1ч, 2ч, 3ч, 4ч, 5ч, 6ч, 7ч, 8ч, 9ч, 10ч, 11ч и 12ч циферблата;

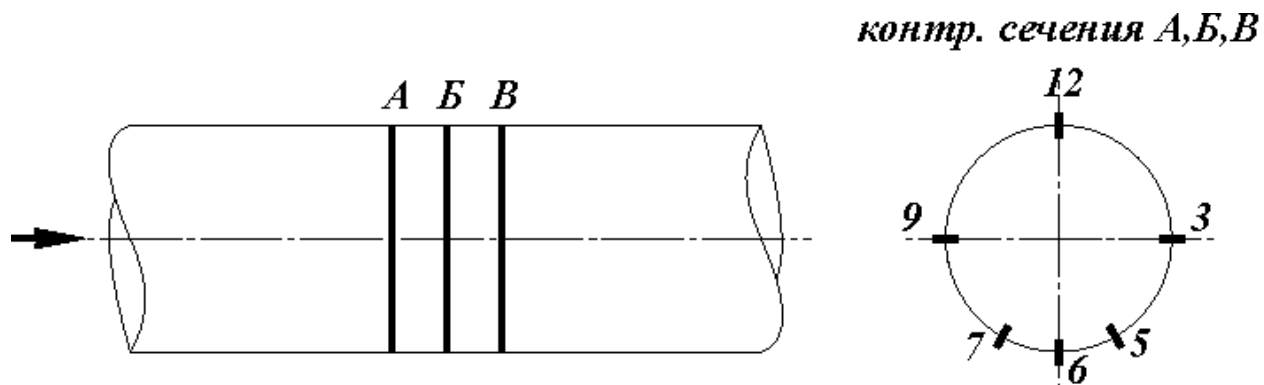


Рис.5.4.5– Контрольный участок подводного перехода трубопровода

Таблица 5.4.5 – результаты контроля

К	оме р эле мен та	оме р сече ния	аи мен ова ние элемен та	Точки замера твердость								а тер и ал	Д опу сти мо е зна чение твер дос ти , НВ		
				2							0		1	IN	AX
				Фактическая (измеренная) твердость по методу Бринелля, НВ											
									0	1	2	3	4	5	6
1. Газопровод «Газопровод Ду1020мм, Тарасовское м/р - Губкинский ГПЗ (основная и резервная нитки ) (осн.нитка)» - подводный переход через р.Пяку-Пур															

K00+ 20			руба	54	68	36	74	66	85	71	61	51	7Г1С	30	90
				53	47	77	37	72	68	37	42	56			
				83	78	63	63	45	67	39	64	85			
K03+ 76			руба	49	54	73	69	54	46	48	65	69	7Г1С	30	90
				65	57	84	53	55	40	51	70	76			
				67	63	65	57	39	54	62	61	56			
K05+ 93			руба	75	51	77	58	70	37	64	55	71	7Г1С	30	90
				74	84	75	62	40	45	52	78	51			
				80	47	50	64	40	75	82	51	56			
				51	76	79	57	75	46	47	49	70			
				84	59	77	43	55	60	63	48	82			



## **6. Расчетная часть**

### **6.1 Расчет остаточного ресурса**

### **6.2 Проверка на пластические деформации в программе Ansys**

## **7. Техничко – экономические показатели строительства подводного перехода**

### **7.1 Расчет продолжительности строительства подводного перехода нефтепровода**

Продолжительность выполнения комплекса работ, включающего:

- монтаж нефтепроводов;
- устройство переходов через водные преграды;
- строительство трубопроводов переключения - четырех перемычек;
- оснащение существующих узлов задвижек средствами охранно-пожарной сигнализации и оповещения о пожаре;

Продолжительность строительства определена расчетным методом в зависимости от стоимости строительно-монтажных работ, согласно приложению 3, СНиП 1.04.03-85\* по формуле:

$$T = A_1 \times \sqrt{C} + A_2 \times C$$

где:  $C$  – объем строительно-монтажных работ, млн. руб. в ценах 2018г.,

$C = 309,9$  млн. руб. в ценах 2018 г. (расчет см. примечание 3 Приложения А2) .

$A_1$  и  $A_2$  – параметры уравнения (СНиП 1.04.03-85\* табл. приложения 3).

Продолжительность выполнения работ составит:

$$T = 9,2 \times \sqrt{309,9} - 0,5 \times 309,9 = 7,0 \text{ мес.}$$

В том числе подготовительный период – 2,0 мес.

Продолжительность работ по устройству переходов через реку методом наклонно-направленного бурения в общей продолжительности составляет 7,0 мес., в том числе подготовительный период 2,0 мес.

Продолжительность работ по этапам строительства в зависимости от стоимости СМР определена по данной выше формуле и приведена в таблице 7.1

*Таблица 7.1*

	Наименование трубопровода	Протяженность, м	Формула пересчета	Продолжительность строительства, мес.	В т.ч. подготовительный период
	Нефтепровод «Сибнефтепровод» Подводный переход река Таз (основная нитка)	1150	$T = A_1 \times \sqrt{C} + A_2 \times C$	7,0	2,0

Обеспечение вдольтрассового проезда и устройство лежневых дорог выполняется в подготовительный период.

Работы по устройству переходов через водные преграды специализированными бригадами ведутся параллельно со строительством нефтепроводов.

## **7.2 Обоснование потребности строительства в кадрах**

### **7.2.1 Расчет численности рабочих**

Численность работающих для выполнения СМР определено в зависимости от достигнутой среднегодовой выработки на одного работающего, стоимости и продолжительности строительства по формуле:

$$H = 1033,50$$

$$P = \frac{H}{V \cdot T} = \frac{1033,50}{38,4 \cdot 0,75} = 36 \text{ чел.}$$

$$V \cdot T = 38,4 \cdot 0,75$$

P - численность работающих, чел;

H - стоимость СМР в ценах 2018 г, тыс. руб.;

V - выработка на одного работающего, достигнутая в организациях, тыс. руб./год (в ценах 2018 г.);  $V=1210:25:1,26=38,4$  тыс. руб.

T = 9,0 мес.: 12 мес. = 0,75 года - продолжительность строительства в годах.

В процентном отношении численность рабочих, ИТР, служащих, МОП и охраны определена для промышленного строительства в соответствии «Расчетных нормативов для составления ПОС», ч.І от общего количества работающих, занятых на строительно-монтажных работах и приведена в таблице 7.1.2

Таблица 7.1.2

№ этапа	Объем СМР на расчетный период, млн. руб. ц.2018г.	Расчетная трудоемкость тыс. чел-дн.	Общее колво,чел ·	в том числе в %		
				рабочих	ИТР	Служащих,МО П и охраны
				83,3	11,1	5,6
2	0,410	2,759	36	30	4	2

Расчетная численность работающих в наиболее многочисленной смене составляет:

$$Ч_{\text{расч.}} = 70\%Ч_{\text{рабочих}} + 80\% Ч_{\text{итр,моп, служ}} = 0,7 \times 30 + 0,8 \times (4+2) = 21+5=26 \text{ чел.}$$

## 7.2.2. График потребности в рабочих кадрах

Таблица 7.2.2

№ п/п	Наименование работ	СМР в ц. 2018г. тыс. руб.	Расчетн. трудоем. чел. дн.	Распределение трудоемкости по кварталам		
				I кв.	II кв.	III кв.
1	Расчистка трассы от кустарника и мелкоколесья	2,75	1,5	1,5	-	-
2	Расчистка трасс от леса	417,17	348,9	348,9	-	-
3	Рекультивация	292,89	136,7	-	-	136,7
4	Разравнивание грунта на полосе СМР	0,18	0,1	0,1	-	-
5	Укрепление берегов щебнем	151,37	264,3	-	-	264,3
6	Демонтаж сетчатого ограждения. Перемычка L-54,5м	27,54	15,8	-	15,8	-
7	Крепление вертикальных стенок траншеи	6,46	10,1	-	2,8	7,4
8	Демонтаж балки кабельной эстакады. Перемычка L-86,3м	0,58	0,7	-	0,7	-
9	Защита существующего трубопровода щитами. Перемычка L-97,8м	6,45	10,1	-	-	10,1
10	Подводный переход река Таз (основная нитка).	11854,62	1316,8	-	447,7	869,1
11	Перемычка	1991,3	702,	-	702,	-

		1	4		4	
12	Перемичка	2246,40	734,3	-	-	734,3
14	Охранная и охранно-пожарная сигнализация	329,29	114,9	-	-	114,9
15	Временные здания	869,61	979,30	522,3	195,9	261,1
16	Устройство переездов через коридоры коммуникаций	164,27	190,8	190,8	-	-
17	Устройство вдольтрассового проезда на болоте 2 типа из лежневого настила	463,72	521,9	521,9	-	-
	<b>ВСЕГО:</b>	<b>32555,25</b>	<b>7128,1</b>	<b>2297,3</b>	<b>2432,8</b>	<b>2397,9</b>
	<b>Количество человек по периодам строительства</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

### 7.3 Обоснование потребности во временных зданиях и сооружениях для нужд строителей

К временным зданиям и сооружениям для строительства данного объекта относятся:

- административные здания;
- санитарно-бытовые помещения;
- сооружения производственного и вспомогательного назначения, необходимые для организации и выполнения строительно-монтажных работ (склады, передвижные электрические подстанции).

**Потребные площади временных инвентарных зданий и сооружений** рассчитаны по т. 51, 52 «Расчетных нормативов для составления ПОС», ч.І в соответствии с численностью работающих согласно табл. 7.2 настоящей проектной документации и приведены в таблице 7.5.

**Потребные площади складского назначения** рассчитаны по укрупненным показателям на 1 млн. руб. объема СМР на расчетный период согласно т. 29 «Расчетных нормативов для составления ПОС», ч.І и приведены в таблице 7.5

Расчет площадей инвентарных зданий производится исходя из расчетной численности работающих согласно табл. 7.4.

*Таблица 7.3. – Расчетная численность работников*

Наименование инвентарных зданий	Расчетное количество человек ( $\text{Ч}_{\text{расч}}$ )
Кантора начальника участка (прораба)	$\text{Ч}_{\text{расч}} = 50\% \text{Ч}_{\text{итр,моп}} = 0,5 \times (4 + 2) = 3 \text{ чел.}$
Гардеробная	$\text{Ч}_{\text{расч}} = \text{Ч}_{\text{мах рабочих}} = 30 \text{ чел.}$
Умывальная, душевая, помещение для приема пищи, уборная, помещение для обогрева, место для курения, медпункт	$\text{Ч}_{\text{расч}} = 26 \text{ чел.}$

*Таблица 7.4. Потребность строительства во временных зданиях и сооружениях социально-бытового назначения*

Номенклатура временного здания (помещения) с учетом групп производственных процессов	Расчетная численность работающих, чел. ( $\text{Ч}_{\text{расч}}$ ), млн.р. СМР в год	Нормативный показатель $\frac{\text{м}^2}{\text{чел}}$ млн.руб.СМР	Потребная площадь, $\text{м}^2$	Количество инв. зданий	Типовой проект
1	2	3	4	5	6
Кантора начальника участка (прораба) гр. 1а	3	4 $\text{м}^2/\text{чел.}$	12	2	«Кедр-к»
Гардеробная с сушилкой гр. 2в, 2г	30	1,16 $\text{м}^2/\text{чел.}$	34,8	2	«Кедр-5»

Помещение для обогрева и отдыха (все группы)	26	1,0 м <sup>2</sup> /чел.	26	2	«Кедр-5»
Помещение для приема пищи (все группы)	26	1 м <sup>2</sup> / посад. место, но не менее 12м <sup>2</sup>	6,5	2	«Кедр-6»
Умывальная гр.1б	26	0,062м <sup>2</sup> /чел.	1,05	-	в гардеробной
Душевая гр. 2в, 2г	26	0,82х0,6*/чел	8,4	2	«Кедр-12»
Место для курения	26	0,2м <sup>2</sup> /чел.	3,4	-	Спец. обор. место с навесом
Медпункт	26	от 50 чел.	-	-	-
Уборная сборно – разборная. Биотуалет	26	0,07 м <sup>2</sup> /чел.	1,8	2	420-04-23
Склад не отапливаемый	1,034млн. руб.СМР	29 м <sup>2</sup> /млн. руб. СМР	30,0	2	«КУБ» 31606
Открытые площадки складирования	1,034млн. руб. СМР	320м <sup>2</sup> /млн. руб.СМР	330,9	-	грунтовые
Емкость для слива ГСМ	-	-	-	2	V=2,0м <sup>3</sup> Переносная
Противопожарный щит ЩП-А	-	-	-	2	комплект

Работы выполняются комплексными бригадами рабочими со смежными профессиями.

Расчет санитарно-бытовых помещений произведен по группе с наиболее высокими требованиями. При расчете душевых принят понижающий коэффициент 0,6 для мобильных зданий согласно СНиП 2.09.04-87\* пункта 2.5 примеч.4. Площадь умывален учтена при расчете гардеробной с сушилкой. При расчете площади комнаты приема пищи 1 посадочное место принято на 4 работающих в смене. Все санитарно-бытовые помещения рассчитаны для мужчин, так как женщины при выполнении работ в трассовых условиях отсутствуют.

Набор временных зданий и сооружений произведен исходя из потребной площади и номенклатуры инвентарных помещений.



Бытовые помещения «Кедр» приняты мобильного типа с каркасно-металлической конструкцией с внутренними размерами 7,86х2,8х2,195м. Каркас приварен к платформе прицепа-шасси. Ограждающие конструкции снаружи обшиты стальным листом, а изнутри - пластиком или ламинированным ДВП. Промежуток между обшивками заполнен пенополистирольными плитами. Пол из досок с покрытием линолеумом. Мобильные здания имеют следующее инженерное обеспечение:

- освещение – комбинированное: через открывающиеся окна и электрическое, от внешнего источника;
- отопление – электрическое, работающее в автоматическом режиме через датчик температуры;
- водоснабжение умывален и душевых осуществляется путем заполнения баков привозной водой;
- горячей водой душевые обеспечиваются с помощью электроводонагревателя;
- вентиляция – естественная через вентиляционные клапаны и окна;

Для кипячения воды для питья устанавливается титан в комнате приема пищи. Передвижные санитарно-бытовые и административные помещения оборудуются мебелью и необходимым инвентарем, которые прочно прикрепляются к полу и стенам. Каждое здание комплектуется огнетушителем. Кладовые для хранения спецодежды в трассовых условиях не предусматриваются. Смена спецодежды производится на базе подрядчика. Стирка и химчистка одежды производится в централизованном порядке по месту расположения базы в г.п. Пойково.

Медпункт, согласно СНиП 2.09.04-87\* п. 2.30\*, организуется при численности работающих более 50 человек. При расчетной численности работающих в наиболее многочисленной смене 26 чел. на объекте, для оказания первой доврачебной помощи, предусмотрены индивидуальные медицинские аптечки.

Не отапливаемый склад принят в мобильном здании без ходовой части в целях безопасности, чтобы исключить транспортировку материальных ценностей на буксире.

Для складирования инструмента, монтажных приспособлений и орудий труда используется помещение для обогрева и отдыха.

#### **7.4. Обоснование потребности в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах**

##### **7.4.1. Обоснование потребности в основных механизмах и транспортных средствах**

Потребность в строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена исходя из принятых методов работ, сроков строительства и эксплуатационной производительности машин.

Для транспортировки привозного грунта ниже приведен расчет автомобилей самосвалов.

Для монтажа блоков насосных, прожекторной мачты и ограждения при обустройстве водозаборных скважин предполагается использовать автомобильный кран КС-4571 с телескопической стрелой.

На погрузочно-разгрузочных работах и в подготовительный период при устройстве автодорог также используется данный кран.

Автокран КС-4571 подходит для выполнения строительно-монтажных работ по своим грузовым и техническим характеристикам и не требует специальной платформы для доставки на отдаленное месторождение как гусеничный кран.

Машины и механизмы при уточнении в ППР могут быть заменены более совершенными или аналогичными по грузоподъемности.

#### 7.4.2. График потребности в строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Таблица 7.4.2

	Наименование	Марка	ол-во	В том числе по кварталам		
					I	II
	Трубоукладчик	Т 1224			6	
	Автомобильный кран	КС-4571			1	
	Экскаватор с емкостью ковша 0,65м3 Оборудование к экскаватору «Драглайн»	ЭО-4124			3	
					1	
	Бульдозер	Т-130 «Камацу»			1	
					1	
	Бульдозерно - рыхлительный агрегат с тяговой лебедкой	Т- 35.01ЯБЛ-3			1	
	Кусторез	Д-514А			-	
	Трактор трелевочный	ТТ-4			-	
	Корчеватель-собираатель	ДТ			-	
	Автолесовоз	Урал- 43204-1155-31			-	
0	Бурильно-крановая машина	БКМ-515			-	
1	Трал для транспортировки механизмов	ЧМЗАП- 938530			-	
2	Тягач для трала	КАМАЗ 44108			-	
3	Тяговая лебедка	ЛП-1			1	
4	А/самосвал с бортовой платформой	КАМАЗ- 6515			1	
5	Автосамосвал для песка, щебня	КАМАЗ 65115-02			2	

6	Вахтовый автобус	«УРАЛ»			2	
7	Автозаправщик	МАЗ-5534			1	
8	Сварочный агрегат	АДД-305			2	
9	Компрессорная установка	ЗИФ-55			1	
0	Наполнительный агрегат	АН-261			1	
1	Опрессовочный агрегат	АО-2			1	
2	Водоотливной агрегат	АВО-701			1	
3	Автомобиль-тягач трубоплетевозный с прицепом	УРАЛ- 43204-1152-31			2	
4	Грунтосос				1	
5	Трактор	ГТТ			-	
6	Баровая машина				1	
7	Установка газорезки	Спутник			1	
8	Лаборатория передвижная для контроля сварных соединений	«УАЗ»			1	
9	Бензопила	«Штиль»			-	
0	Пневмотрамбовка				-	
1	Автомобиль-цистерна для перевозки воды	АВЦ-1,7			1	
2	Вакуумная ассенизаторская машина для вывоза стоков V=7м <sup>3</sup>	КО-520			1	
3	Передвижная электростанция	ПЭС-15			2	

Объем необходимого грунта для устройства лежневого настила и переездов через действующие трубопроводы небольшой и составляет 1117,6

м3. Поэтому, исходя из производительности автосамосвалов в смену, определяемую по формуле:

$$t * g * k \quad 8 \times 15 \times 0,9$$

$$Pa = \frac{2 \times L + t_{п-р}}{V} = \frac{2 \times 17,5 + 8}{30} = 75,3 \text{ т/см}$$

где t - продолжительность работы, час;

g - грузоподъемность автосамосвала, т;

k - коэффициент использования грузоподъемности;

L - дальность транспортировки грунта, км;

V - средняя скорость движения автосамосвала, км/час;

t<sub>п-р</sub> - время на погрузочно - разгрузочные работы, час.

При транспортировке грунта принят односменный режим работы.

Объем необходимого грунта по этапам строительства приведен в таблице 7.4.3

*Таблица 7.4.3 – Расчет объема необходимого грунта*

	Наименование	Объем грунта, м <sup>3</sup>	Дальность транспортиро вки, км	Производитель ность а/с в смену, м <sup>3</sup> /см	Кол-во машин шт.	Продолжит ельность возки, маш- см.
	Подводный переход река Таз (основная нитка)	445	23	38,9	2	5,7
	Трубопроводы переключения. Перемычка	16	23	38,9	1	0,4
	<b>ВСЕГО:</b>	<b>461</b>	<b>46</b>	<b>77,8</b>	<b>3</b>	<b>6,1</b>

## 7.5 Обоснование потребности строительства в энергоресурсах и воде

Общая потребность строительства в энергоресурсах, топливе, сжатом воздухе, кислороде и воде определена по укрупненным показателям на 1 млн. руб. СМР в год (в ценах 1984г) согласно “Расчетным нормативам для составления проектов организации строительства” ЦНИИОМТП Госстроя

СССР и приведена в таблице 7.5

**Объем СМР на расчетный период в ценах 2018 г. равен 1033,5 тыс. руб.**

*Таблица 7.5 – Расчет необходимого объема СМР*

Наименование	Ед. изм.	Объем СМР на расчетный период	Норма на 1 млн. руб.	Кэф К1, К2	Потребное кол-во на расчетный объем СМР
Электроэнергия	кВ.А	1,034	44	1,2	<b>54,6</b>
Сжатый воздух	м3/мин.	1,034	4	0,75	<b>3,1</b>
Кислород	м3	1,034	2893	0,75	<b>2243,5</b>
Ацетилен	м3/год	1,034	1364	1,2	<b>1692,5</b>
Вода для хозяйственно бытовых нужд	л/сек	1,034	0,4	0,75	<b>0,3</b>
Вода для пожаротушения	л/сек	20 л/сек при площади от 10га до 20га			

## **7.6 Смета ежедневной возки рабочих на объекты строительства**

**Нефтепровод «Сибнефтепровод». Подводный переход р. Таз (основная нитка)**

1. Вместимость машины – 21 место
2. Средняя скорость движения – 50 км/час
3. Стоимость машино-часа – 244,43 руб.
4. Объем СМР – 39088,0 т.р.
5. Средне-годовая выработка – 5211,0 т.р.
6. Среднее расстояние для перевозок – 43км
7. Количество перевозок в месяц – 21 раз.
8. Процент численности рабочих – 100%

1. Продолжительность рейса в оба конца:  
 $(43 \times 2) : 50 = 1,72$  часа
  2. Стоимость транспорта в течение рейса:  
 $1,72 \times 244,43 = 420,42$  руб.
  3. Стоимость транспортировки одного рабочего:  
 $420,42 : 21 = 20,02$  руб.
  4. Стоимость одного рабочего в год:  
 $20,02 \times 12 \times 21 = 5045,04$ руб.
  5. Количество лет строительства на 1 рабочего :  
 $39088,0 : 5211,0 = 7,5$ лет
  6. Стоимость ежедневной перевозки рабочих:  
 $5045,04 \times 7,5 = 37837,8$ руб
- Итого по расчету: 37,838 тыс. руб.

## 7.7 Технико-экономические показатели

Таблица 7.7

	Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
	Сметная стоимость работ	тыс. руб.	<u>90945,29</u> 40694,07*
	в том числе: СМР	тыс. руб.	<u>82303,83</u> 38524,84*
	оборудование	тыс. руб.	<u>144,41</u> 99,71*
	прочие затраты	тыс. руб.	<u>8497,05</u> 2069,52*
	Продолжительность строительства	мес.	9
	в том числе подготовительный период	мес.	1,5
	Максимальная численность работающих	чел.	36
	в том числе рабочих	чел.	30
	Расчетная трудоемкость	тыс. чел.-дн.	7,128

показатели без учета стоимости работ.



## 7.8. Календарный план подготовительного периода

Таблица 7.8

№ п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость тыс. руб.		Распределение КВ и объемов СМР по месяцам	
		Всего	в т.ч. СМР	1	2 (0,5 мес.)
1	Отвод земли на период строительства	46,56	-	<u>46,56</u> 0,00	- -
2	Расчистка трассы от кустарника и мелкокося	2,75	2,75	<u>2,75</u> 2,75	- -
3	Расчистка трасс от леса	417,17	417,17	<u>417,17</u> 417,17	- -
4	Разравнивание грунта на полосе СМР	0,18	0,18	<u>0,18</u>  0,18	-  -
5	Временные здания и сооружения	869,61	869,61	<u>579,74</u> 579,74	<u>289,87</u> 289,87
6	Устройство переездов через коридоры коммуникаций	164,27	164,27	-	164,27 164,27
7	Устройство вдольтрассового проезда на болоте 2 типа из лежневого настила	463,72	463,72	<u>278,63</u> 278,63	185,09 185,09
	<b>Итого с 1 по 8 главы в ценах 2018 года:</b>	1964,26	<b>1917,70</b>	<b><u>1325,03</u></b>  <b>1278,47</b>	<b><u>639,23</u></b>  <b>639,23</b>
8	Прочие работы	351,01	285,55	<u>236,78</u> 190,37	<u>114,2293</u> 95,18284

9	Непредвиденные затраты	69,46	66,10	<u>46,85</u> 44,07	<u>22,60</u> 22,03
	<b>Всего в ценах 2018 года:</b>	<b>2384,73</b>	<b>2269,35</b>	<b><u>1608,66</u></b> <b>1512,90</b>	<b><u>776,06</u></b> <b>756,45</b>

**Примечание:** 1. Распределение объемов строительно-монтажных работ дается в виде дроби: в числителе – объем капитальных вложений, в знаменателе – объем строительно-монтажных работ.

В данном разделе проведено экономическое обоснование реконструкции (замене) участка существующего нефтепровода диаметром 820 мм на подводных переходах через р. Таз. Критерием обоснования служит дисконтируемый доход за расчетный период. Расчет проводится методом расчета чистой текущей стоимости проекта (ЧТС). В разделе определена сметная стоимость реконструкции нефтепровода.

## **8. Социальная ответственность**

Для обеспечения безопасности проведения работ по строительству подводного перехода магистрального нефтепровода через реку бестраншейным способом необходимо выполнение на практике норм и принципов социальной ответственности.

**Социальная ответственность** или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров ICCSR 26000:2011.

Работы, связанные со строительством подводного перехода магистрального нефтепровода через реку бестраншейным способом выполняются в летнее время года, в соответствии с руководящей документацией, принятой в эксплуатирующей организации и строительными нормами и правилами на территории Российской Федерации.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

### **8.1 Профессиональная социальная безопасность**

#### **8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

*Таблица 8.1.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве подводного перехода*

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

##### **1. Отклонение параметров климата**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного

Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<b>Подготовительные работы:</b> 1. Земляные работы; 2. Устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюкера, шламоприемников; 3. Сооружение подъездных путей; 4. Организация связи ремонтной бригады. <b>Основные работы:</b> 1. Бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки нефтепровода; 2. Сварка нефтепровода; 3. Протаскивание нефтепровода; 4. Гидроиспытание нефтепровода <b>Завершающие работы:</b>	1. Отклонение параметров климата при полевых работах; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми 4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха (при ведении сварочных работ)	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 3. Поражение электрическим током 4. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.0.003-74 [34] ГОСТ 12.1.003-83 [35] ГОСТ 12.1.004-91 [36] ГОСТ 12.1.019-79 [37] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [38] ГОСТ 12.1.038-82 [39] ГОСТ 12.4.011-89 [40] СНИП 23-03-2003 [41]

излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура в ЯНАО составляет в среднем +20°C. Работать при такой температуре не запрещено.

Так как рассмотренное выше строительство нефтепровода запланировано в летний период, то возможны перегревания организма. Повышенная температура воздуха рабочей среды характерна также для выполнения сварочных работ.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

## **2. Повышенный уровень шума**

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов (при ведении сварочных работ источниками шума являются пневмоприводы, вентиляторы, плазмотроны, источники питания и др.), установка наклонно-направленного бурения, проходческого щита, используемого транспорта. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 установлен эквивалентный уровень звука 80 дБА.

Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств):

- Глушители.

Средства индивидуальной защиты:

- Ушные вкладыши;
- Противошумный шлем;
- Наушники.

### **3. Повреждения в результате контакта с насекомыми**

В ЯНАО, где имеются кровососущие насекомые в большом количестве (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание основным профилактическим мероприятиям:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить акарицидные обработки местности, радиусом не менее 50 метров;
- Обеспечение репеллентами (отпугивающими средствами).
- Обучение работников о проявлениях и последствиях клещевого вирусного энцефалита, условиях заражения, методах защиты от клещей, разъяснение о значимости и эффективности вакцинации против КВЭ, а также важность соблюдения сроков прививок и значение экстренной профилактики.

### **4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха (при сварочных работах)**

При сварке воздушная среда сварочным аэрозолем, содержащим пыль, вредные газы и пары.

Количество и состав сварочных аэрозолей, их токсичность зависят от химического состава сварочных материалов и свариваемых металлов, вида технологического процесса. Воздействие на организм выделяющихся вредных веществ может явиться причиной острых и хронических профессиональных заболеваний и отравлений.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне производственных помещений.

С целью обеспечения безопасных условий труда для сварочных работ с повышенной запыленностью и загазованностью рабочей зоны выполняются следующие мероприятия:

- механизация и автоматизация сварочных процессов;
- применение технологических процессов и оборудования, исключающих или уменьшающих количество вредных веществ, выделяющихся в рабочей зоне;
- применение общеобменной и местной вентиляции;
- применение средств индивидуальной защиты;

### **8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель человека.

#### **1. Движущиеся машины и механизмы**

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм при работе машин и механизмов (экскаваторов, бульдозеров, автокранов, труборезных машин) очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо строго соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ

До начала работ.

1) До начала работ, оформить наряды–допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности.

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске.

Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделах;

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5) Проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ.

1. В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 25 м от места производства работ;

2. Перед началом работ в прямке переносным газоанализатором АНТ–2М проверить уровень загазованности воздушной среды согласно разделу При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам (для нефти 100 мг/м<sup>3</sup>), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м<sup>3</sup>;

3. При сильном притоке грунтовых вод стенки строительного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

4. Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

5. Проверить наличие спецодежды, спец. обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.).

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.



Сварку труб производят ручной электродуговой сваркой. Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика:

- поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи;
- ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке;
- взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ;
- травмы механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для защиты от данного опасного фактора необходимо проверить наличие спецодежды, спец. обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.). Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

### 3. Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Безопасное напряжение соответствует 12 В.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям

электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Защита от электрического тока делится на два типа:

Коллективная:

- Применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;

- Изоляция;
- Заземление устанавливается по ГОСТ 12.1.030-81;
- Ограждение.

Индивидуальная:

- Применение диэлектрической обуви, резиновых диэлектрических перчаток;

- Использование диэлектрических резиновых ковров;

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

#### 4 Пожаро – и взрывоопасность.

- Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы,

- электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва –

газовые баллоны, трубопровод под давлением.

- Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

- Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне по ГОСТ 12.1.005-88 не должна превышать по санитарным нормам  $100 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти  $2100 \text{ мг/м}^3$

При производстве работ по сооружению подводного перехода необходимо руководствоваться следующими нормативно-техническими документами:

- ГОСТ 12.1.004-91 ;
- ФЗ - №123 от 2008г. ;

А также другими утвержденными в установленном порядке региональными нормами и правилами, нормативными документами, регламентирующими требования пожарной безопасности.

- Подрядчик отвечает за пожарную безопасность при работе и на участках работ в течение всего времени выполнения контракта.

- Ответственных за пожарную безопасность определяет руководитель объекта. Персональная ответственность за обеспечение пожарной безопасности объекта в соответствии с действующим законодательством возлагается на его руководителей.

- Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение, по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

- Буровая установка, насосные станции, силовой блоки, электростанции, служебно-бытовые и производственно-складские

помещения, а также территория расположения указанных помещений и должны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения.

- Площадка буровых работ должна быть укомплектована следующими первичными средствами пожаротушения:

Таблица 8.1.2 Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество	
	Бур овой комплекс	Территория занятая зданиями и сооружениями (каждые 5000 м <sup>2</sup> )
Огнетушители ручные воздушно-пенные	3	2
Огнетушители углекислотные (порошковые)	4	1
Ящики с песком (1 м <sup>3</sup> )	2	1
Ведра	2	2
Асбестовые полотна, кошма, войлок	1	1
Штыковые лопаты	4	2
Топоры	2	2
Ломы	2	2
Багры	2	2

- Для размещения огнетушителей, ломов, багров, топоров и лопат на территории монтажных площадок должны изготавливаться пожарные щиты, которые располагаются на видных и легкодоступных местах. Конструкция ящика для песка должна быть удобной для извлечения песка и исключать попадание в него осадков. Ящик должен укомплектовываться совковой лопатой. Для предупреждения комкования песок перед засыпкой в ящик должен просушиваться и просеиваться. Асбестовую ткань, кошму, войлок, следует хранить в металлических футлярах с крышками. Огнетушители, ящики для песка, бочки для воды, ведра, ручки для лопат и топоров, футляры для асбестового волокна окрашиваются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76.

- Подрядчик обязан обеспечить наличие в достаточном количестве противопожарного оборудования, а его работники должны быть обучены работе с таким оборудованием.
- Автомашины, тракторы и спецтехника укомплектовывается разными ручными углекислотными или порошковыми огнетушителями из расчета не менее двух на единицу техники.
- На территории производства буровых работ должны отводиться специальные места для курения, оборудованные урнами для окурков.
- Промасленный, либо пропитанный дизельным топливом, бензином или иными горючими жидкостями обтирочный материал должен собираться в специальную металлическую тару (ящики, бачки) с плотно закрывающимися крышками. По окончании рабочей смены тара с использованным обтирочным материалом должна транспортироваться в места утилизации согласно требованиям охраны окружающей среды.

### **8.3 Экологическая безопасность**

При производстве строительно-монтажных работ по строительству переходов, а также в результате функционирования промбаз, жилых городков образуются отходы строительного производства и хозяйственно-бытовой деятельности строительного персонала. Подрядчик обязан выполнять экологические мероприятия и требования по обращению с отходами производства. На протяжении всего периода строительства переходов должен осуществляться отдельный сбор образующихся отходов по их видам, классам опасности и другим признакам, так же должны быть рекультивированы трасса нефтепровода, притрассовые карьеры, резервы, кавальеры. Рекультивация земельного участка занятого лесными угодьями, представленного под строительство нефтепровода, должна включаться в общий комплекс строительно-монтажных работ и обеспечивать восстановление плодородия земель. Перед началом строительства магистрального трубопровода, транспортных коммуникаций и каналов должен сниматься плодородный слой

почвы и храниться во временном отвале, расположенном вдоль строительной полосы в пределах, предусмотренных нормативами отвода, и использоваться для рекультивации или землевания после окончания строительных и планировочных работ.

На техническом этапе рекультивации земель при строительстве нефтепровода должны проводиться следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление из пределов строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка трубопроводов грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов;
- покрытие рекультивируемой площади плодородным слоем почвы.

При строительстве магистрального трубопровода на землях, занятых лесными угодьями, рекультивация заключается в засыпке траншей и ям, общей планировке полосы отвода, уборке строительного мусора, в задернении поверхности посевом трав.

Восстановление древесной и кустарниковой растительности в полосе отвода трубопровода, затрудняющей его нормальную эксплуатацию, не допускается.

Рекультивированные земли, расположенные над подземными трубопроводами, должны использоваться землепользователями с предварительным уведомлением предприятий (организаций), эксплуатирующих трубопровод, с проведением работ и с соблюдением мер, обеспечивающих сохранность сооружений.

На землях, нарушаемых при проведении геологоразведочных, изыскательских работ, бурении эксплуатационных скважин, снятие, складирование и хранение плодородного слоя почвы проводят по ГОСТ 17.4.3.02 .

При бурении скважин должны создаваться резервуары (емкости) для хранения промывочных жидкостей и аккумуляирования первых пробных порций нефти и конденсата.

Резервуары, которые устраиваются в углублении земной поверхности, должны быть экранированы.

После окончания геологоразведочных, изыскательских и эксплуатационных работ должны проводиться следующие работы:

- удаление обустройства скважин, строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке;
- засыпка резервуаров и планировка поверхности;
- выполнение необходимых мелиоративных и противоэрозионных работ;
- покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

При рекультивации земельных участков, загрязненных нефтью, нефтепродуктами и нефтепромысловыми сточными водами, необходимо осуществлять мероприятия по охране окружающей среды:

- ускорить деградацию нефтепродуктов;
- ликвидировать засоленность и солонцеватых почв.

#### **8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;



- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых

организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при строительстве магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При разрыве нефтепровода, нефть распространяется и образуется взрывоопасная смесь которая при различной концентрации может повлиять на величину взрыва (ударной волны).

При взрыве паро- и газозооушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение и, на границе которой давление ( $\Delta P_{\phi 1}$ ) составляет 900кПа, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения. Определяются также: радиус зоны смертельного поражения людей ( $R_{спл}$ ); радиус безопасного удаления ( $R_{бу}$ ), где избыточное давление падает до  $\Delta P_{\phi}=5\text{кПа}$  и радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации пара, газа ( $R_{пдвк}$ )

Избыточное давление в зоне детонационной волны  $\Delta P_{\phi 1}=900\text{кПа}$ . Радиус зоны детонационной волны определяется по уравнению:

$$R_1 = 18.5 \sqrt[3]{Q}$$

где  $Q$  – количество газа, пара (т)

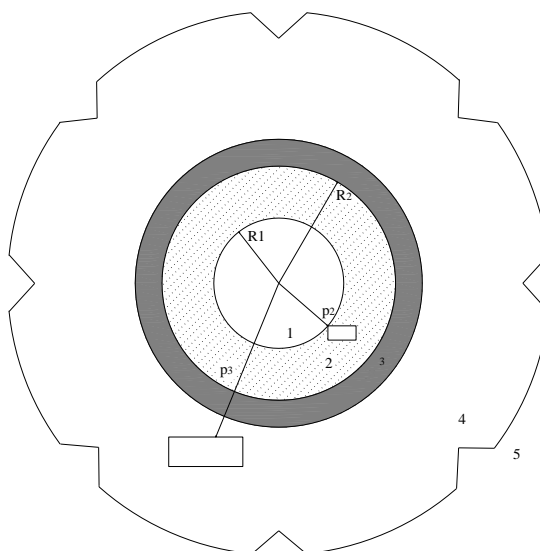
$$R_1 = 18.5 \sqrt[3]{100} = 85,87 \text{ м}$$

Давление во фронте ударной волны  $\Delta P_{\phi 2}$  на расстоянии 500м до объекта, находящегося в зоне ударной волны равно 3кПа.

Радиус зоны смертельного поражения людей ( $R_{\text{спл}}$ ) определяется по формуле:

$$R_{\text{спл}} = 30 \sqrt[3]{Q}$$

$$R_{\text{спл}} = 30 \sqrt[3]{100} = 139,25 \text{ м}$$



*Рис 8.4 Взрыв газавоздушной смеси*

1 – зона детонационной волны, радиусом  $R_1(\text{м})$ ; 2 – зона ударной волны, в которой  $r_2$  и  $r_3$ -расстояние от центра взрыва до элемента предприятия; 3 – зона смертельного поражения людей, радиусом  $R_{\text{спл}}$ ; 4 – радиус безопасного удаления ( $R_{\text{бу}}$ ), где  $\Delta P_{\phi}=5\text{кПа}$ ; 5 –  $R_{\text{пдвк}}$  – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации.

- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

## **8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Работодатель должен обеспечить работников, занятых в строительстве, промышленности строительных материалов и стройиндустрии санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева и проч.) согласно соответствующим строительным нормам и правилам и коллективному договору или тарифному соглашению. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха: составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты; продолжительность смены; количество смен; часы начала и окончания смены; внутрисменные перерывы на отдых; перерывы на прием пищи. При строительстве трубопроводов в экстремальных

климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды. Излагаются конструктивные требования и оснащенность мобильных вагон - домиков для обогрева и отдыха персонала на трассе, число посадочных мест, температурный режим в помещении, способ отопления помещения, расстояние от рабочих мест до вагончиков (максимальное)

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При реконструкции действующих предприятий санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов реконструируемого объекта. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складировемыми материалами и конструкциями.

Находясь на территории строительной или производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 . По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

## **Заключение**

В результате исследования выявлено следующее:

1. При строительстве и реконструкции подводных переходов, следует применять траншейные способы в исключительных случаях.
2. Предпочтительны бестраншейные методы сооружения водных переходов: наклонно-направленное бурение, микротоннелирование и «труба в трубе» (реконструкция).
3. Рекомендуется на водных переходах небольшой ширины применять метод «кривых».
4. Надежность подводных переходов трубопроводов обеспечивается применением современных технологий и технических средств сооружения, своевременной диагностикой и принятием решений по их своевременному ремонту.
5. Выполнен расчет на прочность и устойчивость

## Список литературы

1. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – 2000. – 9 с.
2. ОТТ-16.01-60.30.00-КТН-002-1-05 - Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды общие технические требования к проектированию. - 2004
3. Иванов В. А., Кузьмин С. В., Крамской В.Ф., Торопов С. Ю. Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов. – 2003. – 10 с.
4. ГОСТ 21014-88. Прокат черных металлов. Термины и определения дефектов поверхности. – 1990.
5. Денис Р.М. Оценка допустимости коррозионных дефектов. – 1997. – 67 с.
6. Ким Д.Х., Кононов С.В., Скибо В. Оценка надежности подводных переходов магистральных нефтепроводов. – 1997. – 137 с.
7. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – 2001. – 52 с.
8. ОР-19.100.00-КТН-020-10. Внутритрубная диагностика магистральных нефтепроводов. – 2010.
9. ОР-75.200.00-КТН-402-09. Регламент технической эксплуатации переходов МН через водные преграды. – 2009.
10. Забродин Ю.Н. Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление: справ. пособие. Мн.: Омега-Л, 2013. — 990 с.
11. Ильинич О.В. Исследование показателя надежности эксплуатации подводных переходов газопроводов после внедрения новой автоматизированной системы // Международный технико – экономический журнал. – 2013. – №2. – С. 85-91.
12. Кульбей А.Г. Разработка методики оценки технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов: Автореф.

дис. Канд. техн. наук. – Москва, 2009. – 23 с

13. Савонин С.В. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах // Нефть и газ Сибири. – 2015. – №4. – С. 112-121.

РД-29.200.00-КТН-176-06. Регламент обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и состояния противокоррозионной защиты. – 2006.

14. РД-19.100.00-КТН-192-10. Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации. – 2010.

15. ОР-19.100.00-КТН-010-10. Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов. – 2010.

16. РД-23.040.00-КТН-269-08. Методика интерпретации дефектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – 2008.

17. Системная надежность трубопроводного транспорта углеводородов. В.В. Черняев, К.В. Черняев, В.Л. Березин и др. – 1997. – 517 с.

18. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – 2000. – 467 с.

19. Критерии прочности и расчет механической надежности конструкций. В.Н. Аликин, П.В. Анохин, Г.Л. Колмогоров, И.Е. Литвин. – 1999. – 158 с.

20. И.Е. Литвин, В.Н. Аликин. Оценка показателей надежности магистральных трубопроводов. – 2003.- 155 с.

21. Подлевских А.С. Обеспечение надежности при строительстве и эксплуатации подводных переходов трубопроводов через водные преграды. – 2012. – 23 с.

22. Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. с изменениями от 02



июня 2016 года,

23. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 538 от 14 ноября 2013 года (с изменениями на 9 марта 2016 года),

24. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 101 от 12 марта 2013 года),

25. П1-01.05 ТИ-0023 Технологическая инструкция компании «Оценка технического состояния промысловых трубопроводов ОАО «Роснефть» и его дочерних обществ» с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 24.07.2014 № 350,

26. РД 39-132-94 «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»,

27. РД 12-411-01 «Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов»,

28. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»,

29. РД 39-067-91 «Методика прогнозирования технического состояния нефтепроводов на основе данных многократного диагностического обследования»,

30. РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения».

31. ВРД 39-1.10-026-2001 «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов»,

32. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ» Часть 1-2,
33. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»,
34. ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»,
35. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых трубопроводов»,
36. П1-01.05 С-0038 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» и его дочерних обществ»,
37. ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов»,
38. ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»
39. ГОСТ Р 55614-2013 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования,
40. ГОСТ Р 55809-2013 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров»,
41. ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов. Термины»,
42. ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Методы измерений твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия»,
43. ГОСТ 9012-59 «Металлы. Метод измерения твердости по Бринеллю»,
44. ГОСТ 2789-73 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики»,
45. ГОСТ 9378-93 «Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия»,
46. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»,

47. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и другой нормативно-технической документации,
48. ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения»,
49. ГОСТ 2.784-96 «Обозначения условные графические. Элементы трубопроводов»,
50. ГОСТ 5264-80\* «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры»
51. ГКИНП 02-262-02. «Инструкция по развитию съемочного обоснования и съемке ситуации и рельефа с применением глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS»; утверждены Роскартография от 18 января 2002 г.
52. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
53. ГОСТ 12.1.008-76 Биологическая безопасность. Общие требования.
54. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
55. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
56. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
57. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
58. ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний
59. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

60. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов.
61. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
62. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
63. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
64. СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
65. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

## Приложение А

(справочное)

Раздел

---

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Урдаев Д.Е.		

Консультант отделения ОНД ИШПР :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения ИШПР :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

# **Investigate Deepwater Pipeline Oil Spill Emergency Repair Methods**

## **Abstract**

With offshore oil and gas towards deepwater, deepwater pipeline oil spill is certainly increasing in the foreseeable future. Therefore, it is a prospective study to investigate deepwater pipeline oil spill emergency repair methods. This paper investigates the overseas and domestic research status on deepwater oil spill emergency repair. Different deepwater pipeline oil spill emergency repair methods are proposed according to the different results of visual inspection, while "deepwater pipeline oil spill emergency repair methods database" software is drawn up for analyzing and managing the deepwater pipeline oil spill emergency repair methods.

## **Introduction**

In 2013, survey shows that China's crude oil imports reached 285 million tons, an increase by 6.8%, crude oil import dependence exceeded 60%. In order to ensure energy security, the first deepwater drilling platform, "Offshore Oil 981", has accomplished the first successful drilling in the South China Sea on May 9, 2012, not only marking a substantial step of China's offshore oil deepwater strategy, but also sounding the clarion call of China's offshore oil to the deepwater. However, on April 20, 2010 in Gulf of Mexico, the United States, Deepwater Horizon rig explosion oil spill seemed quite vividly. And on June 4, 2011 in Bohai Bay, the Penglai 19-3 oil spill sounded like the alarm. So in the foreseeable future, deepwater oil spill is certainly increasing. Therefore, it is prospective and necessary to investigate deepwater oil spill emergency repair methods.

## **The Current Research**

At the end of the 19th century, due to the invention of the internal combustion engine, the first oil tanker appeared to transport fuel. During World War II, a large number of oil spill accidents from ships caused serious losses to the unprepared

coastal countries, which produced widespread concern in coastal countries, the international community and the United Organization. In 1954 the first international convention for preventing pollution of the marine and coastal environment was adopted. In 1967 "Torrey Canyon" oil tanker ran aground and sank in the English Channel, which severely damaged the British and French coastal marine ecosystems due to 120,000 tons of oil spill. It also promoted awareness of the serious consequences of the oil spill accidents, the development of the national oil spill contingency plan, and international cooperation discussion. However, until August 11, 1990, because "Exxon Valdez" oil tanker accident triggered a broad consensus on the protection of the marine environment, the United States finally promulgated the first national law related to oil spill response issues - OPA90. Then during November 19 to 30, 1990, IMO held a conference in London and passed the OPRC1990, providing a good platform for international cooperation to deal with oil spill accidents and promotion of oil spill advanced technology.

Compared with foreign countries, China's oil spill emergency response started late relatively. Put into force in 1983, "People's Republic of China Marine Environmental Protection Law" and "People's Republic of China to Prevent Sea Pollution by Ships Regulations" has laid a legal foundation for China's oil spill emergency response. On March 31, 1998, China joined OPRC1990, which greatly improved our response ability to deal with oil spill. In 2011, however, Penglai 19-3 oil spill revealed that there were still some gaps in dealing with the oil spill between our country and other developed countries. Emphasizing marine economic development and neglecting marine environment results to weak consciousness, lack of management, insufficient emergency response capabilities, and inadequate law, so that our country did not completely learn the lessons of "South Pacific" oil spill and other accidents. Data suggests that during 1973 to 2006, there were more than 2,600 cases of China's coastal oil spills from ships, and there were 60 serious cases spilling more than 50 tons, with a total amount of 3.7 million tons of oil spill. Especially during 2002 to 2006 the average annual oil spill amounted was 1,000

tons, compared with 559.3 tons during 1973 to 2002, which means the increasing situation of the amount of oil spill situation. It is expected that with the implementation of China's offshore oil deep water strategy, oil spill accidents must be increasing in the future.

### **Deepwater Pipeline Oil Spill Emergency Repair Methods**

The total mileage of underwater pipeline is an important indicator of the developing level of the national offshore oil. As China vigorously promotes offshore oil deep water strategy, the mileage of pipeline will rapidly increase, accompanied with pipeline oil spill accidents. In case of the oil spill, it likely leads to serious disaster due to the complexity of environment (nobody can reach directly). In this paper, different deepwater oil spill emergency repair methods are proposed due to different results of visual inspection at a prerequisite of deepwater pipeline oil spill.

#### **3.1. Deepwater pipeline small-scale oil spill emergency repair method**

When the point leak or tiny cracks is determined by ROV visual inspection, deepwater pipeline small-scale repair method should be adopted.

1) Determine the location: ROV visual inspection should be used to determine the location of the leak.

2) Seabed based treatment :In order to facilitate underwater construction, seabed based treatment is put into action to provide the operation space by hanging the pipeline up using two lift pipe racks.

3) Pipe surface treatment: Multifunction pipe repair machine operated by ROV is used to clean up the outer pipe, using a wire brush to smooth surface of the pipe, so as not to damage the sealing mechanism plugging fixtures.

4) Plugging fixture installation: The size of the damaged area and the ovality of pipe are measured using measuring equipment operated by ROV, in order to satisfy the sealing requirements of plugging fixtures. Plugging fixture should be



lifted down to the location by crane or winch, where synthetic fiber rope is used instead of wire rope. After plugging fixture arrives in place guided by the ROV, hydraulic source control plugging fixture body tightened in advance. Then the ROV completes plugging fixtures seal, fills insulation material, welds the outer pipe and finally coated with anti-corrosion coating.

5) Pressure test: After completing the pipeline repair work, it is necessary to test overall pipeline under the produce pressure for 24 hours.

6) Withdraw equipment: After passing the pressure test, support vessel is back to the fixed location, and draws back the lift pipe racks.

### **3.2. Deepwater pipeline large-scale oil spill emergency repair method**

When big cracks caused by corrosion, external force, material defect, construction damage and natural disasters, are discovered by ROV visual inspection, deepwater pipeline large-scale oil spill emergency repair method should be adopted.

1) Determine the location: The location of the leak is determined using visual detection operated by ROV with acoustic equipment.

2) Seabed based processing: In order to facilitate underwater construction, seabed based treatment is put into action to provide the operation space by hanging the pipeline up using two lift pipe racks.

3) Pipe surface treatment: Multifunction pipe repair machine, controlled by ROV, is used to remove submarine pipeline concrete weight coating and anti-corrosive coating on the surface of the pipeline, making the surface smooth for sealing easily.

4) Install machine tee: ROV measures straightness degree and ovality degree, assists to install mechanical tee, seals with a tapping machine, and open the sandwich valve.

- 5) Tap holes: Tap holes by tapping machine, and close sandwich valve.
- 6) Install bypass line: After the prefabrication and pressure test of the bypass pipe, Install bypass tee, and then install bypass line.
- 7) Plugging the oil spill line: Open sandwich valve by ROV, plug replaced pipeline, lead crude oil to the bypass pipeline and check on tightness.
- 8) Cutting and treatment: Crude oil is replaced with nitrogen. Pipeline is removed by multifunction pipe repair machine, and the pipeline end is measured and processed.
- 9) Mount flange and pipeline: Spherical flanges are installed in the ends of the pipeline. Measure the length between flanges to prepare and install the pipe section.
- 10) Lift plugging machine: Adjust the line pressure, open sandwiches valve, remove the bypass line, and lift plugging machine.
- 11) Pressure testing: Testing pressure is stable at least 24 hours under the production pressure.
- 12) Work surface backfill: Withdraw lift pipe racks and other equipment to support vessel.

### **3.3. Required equipment of deepwater pipeline oil spill emergency repair methods**

A lot of equipments are needed to finish the operation, so simple introductions are given in this paper as follows:

#### **1) Plugging fixture**

The plugging fixture (shown in Fig. 1) is used to seal gap in deepwater pipeline small-scale oil spill emergency method repair method. With the increase of the water depth, the sealing of plugging fixture is put forward higher requirements.

At the same time, the sealing of plugging fixture is the premise of taking the deepwater pipeline small-scale oil spill emergency repair method.

## 2) The mechanical tee

The mechanical tee (shown in Fig 2) is the key components of deepwater pipeline large-scale oil spill emergency repair method, which is used to lead the oil to the bypass line.



Fig. 1. Plugging fixture



Fig. 2. The mechanical tee

## 3) Tapping machine

Tapping machine (shown in Fig. 3) is used on the pipe for punching in deepwater pipeline large-scale oil spill emergency repair method.

## 4) Plugging machine

In order to prevent leakage of oil and gas, the pipe end needs to be plugged to form a bypass circuit and reduce the pressure. In addition, operating depth is not less than 3000 meters.



Fig. 3. Tapping machine



Fig. 4. Plugging machine

## 5) Measuring equipment

Measuring equipment is connected to the top of the bypass tee in order to measure the length of prefabricated bypass line. In addition, the length of the operation depth is not less than 3000 meters.

#### 6) Multifunction pipe repair machine

Several functions is combined in Multifunction pipe repair machine, such as cutting the leak pipe, removing the coating and polishing the pipe, which can save operating time and improve the efficiency of repair. In addition, operating depth is not less than 3000 meters.

#### 7) Lift pipe rack

In both two methods, two lift pipe racks (shown in Fig 6) are used to hang the pipe up in order to obtain the required operating space, so that underwater operation, such as cutting the pipe, can be finished. In addition, operating depth is not less than 3000 meters.



Fig.5. Multifunction pipe repair machine Fig. 6. Lift pipe rack of Oceaneering Company

#### 8) Pipe end measurement tools

Straight degree and ovality degree are measured by pipe end measurement tools (shown in Fig 7) operated by ROV in both two methods.

#### 9) ROV

ROV (shown in Fig 8) is the essential equipment widely used to operate equipment, for example, detecting the location of the leak and observing the situation of operation.



Fig. 7. Pipe end measurement tools of Oceaneering Company Fig. 8. ROV

#### 10) Support vessel

The support vessel (shown in Fig 9) is equipped with crane, winch and DP positioning function, choosing different synthetic fiber rope to support different service according to different depth.



Fig. 9. Support vessel

### **Deepwater pipeline oil spill emergency repair methods database**

On the basis of above work, the deepwater pipeline oil spill emergency maintenance methods database" has been compiled for analysis and management. The software program is written in c # language form, and based on .Net framework combined with SQL database. When the degree of oil spill is determined by ROV visual inspection, the quick inquire function of database can be used to query deepwater pipeline oil spill emergency repair method.